

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Bergen, våren 2006



Allokering av indirekte kostnader i oljebransjen

*En teoretisk beskrivelse med anvendelse på indirekte
kostnader i Hydro Olje og Energi*

av Thomas Ore

Veileder: Professor Trond Bjørnenak

Masteroppgave innen økonomisk styring

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomisk-administrative fag ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen inntar ansvar for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Forord

Denne utredningen er gjennomført som en del av masterstudiet innen økonomisk styring ved Norges Handelshøyskole (NHH). Utredningen tar for seg allokering av indirekte kostnader i oljebransjen. For å eksemplifisere teorien har jeg sett på kostnadsallokering i Hydro Olje og Energi som case.

Det har vært et lærerikt arbeid å jobbe med denne utredningen. Det som har vært spesielt spennende har vært å få jobbe med en problemstilling som har praktisk relevans. Dette har gitt meg stor grad av motivasjon og interesse for arbeidet.

I den sammenheng vil jeg takke min veileder ved Norges Handelshøyskole, professor Trond Bjørnenak, for meget god veiledning gjennom arbeidet. Jeg vil også rette en spesiell takk til Terje Tysvær i Hydro Olje & Energi, som har vært behjelpelig med å fremskaffe informasjon og svært hjelpsom ved alle spørsmål.

Bergen, 15. juni 2006

Thomas Ore

Sammendrag

Denne utredningen tar for seg allokering av indirekte kostnader i oljebransjen, med et spesielt fokus på praksisen i Hydro Olje og Energi. Oljeselskaper samarbeider som oftest om ulike prosjekter, og kostnadene som oppstår må derfor fordeles på en best mulig måte mellom selskapene. Her kan det oppstå uenigheter, og særlig om allokeringen av de indirekte kostnadene.

En vesentlig del av utredningen går på å beskrive noen av de ulike rammeverkene som berører kostnadsfordeling. Dette gjelder rammeverket for norsk sokkel, USA og en standard for resten av verden. Regelverkene er relativt forskjellige og har ulike prinsipper for allokering av kostnader. På norsk sokkel er riktig fordeling og liten risiko i fordelingen i fokus, mens kostnadseffektivitet har mer fokus i de utenlandske rammeverkene.

Ethvert rammeverk vil både ha positive og negative sider. I Norge dekkes alltid de virkelige kostnadene inn, og ingen kan tjene eller tape på en kostnadsallokering. Dette kan være lite effektivitetsfremmende. I utlandet brukes standardrater, hvor den faktiske allokeringen kan avvike fra de virkelige kostnadene som oppstår. Ulempen er her man kan få en relativ vilkårlig fordeling av indirekte kostnader. Ved å bruke budsjetterte rater vil man kunne øke kostnadseffektiviteten, og bevare en mest mulig riktig fordeling.

Innholdsfortegnelse

FORORD	2
SAMMENDRAG	3
INNHALDSFORTEGNELSE	4
1. INNLEDNING	6
1.1 BAKGRUNN FOR UTREDNINGEN	6
1.2 FORMÅL OG PROBLEMSTILLING	6
1.3 OPPBYGNING AV UTREDNINGEN	7
2. INTRODUKSJON AV HYDRO O&E OG OLJEBRANSJEN.....	9
2.1 KORT OM HYDRO O&E	9
2.2 EIERSTRUKTUR I OLJEBRANSJEN.....	11
2.3 “NO GAIN NO LOSS” PRINSIPPET	14
3. KOSTNADSFORDELING	15
3.1 HVORFOR FORDELE INDIREKTE KOSTNADER.....	15
3.2 HVORDAN FORDELE INDIREKTE KOSTNADER.....	19
4. PRINSIPAL AGENT PROBLEMET	29
4.1 AGENTPROBLEMET I ET OPERATØRSKAP.....	29
4.2 KOSTNADSFORDELING SOM MEKANISME FOR Å KONTROLLERE AGENTENS KOSTNADER.....	31
- OPPSUMMERING AV TEORI.....	35
5. BESKRIVELSE AV ULIKE AVTALEVERK I OLJEBRANSJEN	36
5.1 GENERELT OM RAMMERVERK OG AVTALER I OLJEBRANSJEN.....	36
5.2 NORGE	38
5.3 USA (COPAS).....	42

5.4	RESTEN AV VERDEN (AIPN)	44
5.5	OPPSUMMERING AV RAMMEVERKENE	46
6.	BESKRIVELSE AV INDIREKTE KOSTNADER I HYDRO O&E.....	47
6.1	HYDROS PRINSIPPER FOR KOSTNADSALLOKERING.....	47
6.2	GENERELT OM KOSTNADER I HYDRO O&E	47
6.3	TIMEPRISPOOLEN	49
6.4	KONSERNKOSTNADER	51
6.5	HYDROS SYSTEM I FORHOLD TIL STATOIL	52
7.	SAMMENLIKNING AV RAMMEVERKENE.....	54
7.1	RIKTIGE BESLUTNINGER FOR KOSTNADSFORDELING	54
7.2	EFFEKTIV DRIFT I OPERATØRSKAPENE.....	59
8.	KOSTNADSALLOKERING SOM STYRINGSINSTRUMENT INTERNT I HYDRO...63	
8.1	KEY PERFORMANCE INDICATORS (KPI).....	63
8.2	INTERNPRISER	64
8.3	EFFEKTIVITET I INTERN FORDELING	65
9.	KONKLUSJONER OG MULIGE FORBEDRINGER	67
9.1	ALTERNATIV FORDELING AV INDIREKTE KOSTNADER	67
9.2	ØKT DETALJERINGSGRAD.....	68
9.3	AVVEINING MELLOM ULIKE SYSTEMER	69
	LITTERATURLISTE	72

1. Innledning

1.1 Bakgrunn for utredningen

Oljebransjen, så vel i Norge som utlandet, er i stor grad preget av samarbeid mellom aktørene. Det er selvsagt også sterk konkurranse i bransjen, men store utbygginger er som regel organisert i form av samarbeidsprosjekter (joint ventures). Dette skyldes høye investeringer og stor risiko i forbindelse med petroleumsprosjekter. I en slik organisasjonsform er det alltid en operatør som har ansvaret for den daglige driften, mens de resterende selskapene har eierandeler i lisensen. Det er derfor operatørens oppgave å allokere ut kostnader til de andre partnerne som oppstår i operatørskapet. Det er ofte mye diskusjon oljeselskapene imellom knyttet til allokering av spesielt indirekte kostnader, da det kan være vanskelig å avgrense kostnadene som gjelder selve operatørskapet.

Oljebransjen er en veldig spennende bransje, og jeg hadde blant annet en praksisjobb i Hydro på Sandsli vinteren 2005. Jeg tok kontakt med Hydro for å høre om det kunne være noen aktuelle problemstillinger innenfor økonomisk styring. De var særlig interessert i en analyse av kostnadsallokeringen i bransjen, og spesielt hva som skiller de ulike regelverkene på dette området i Norge og utlandet. Problemstillingen er spesielt interessant, siden dette er et dagsaktuelt tema.

1.2 Formål og problemstilling

Hovedformålet for utredningen er å analysere kostnadsallokering i oljebransjen. Jeg vil ta utgangspunkt i teorien, de ulike rammeverkene, og videre se på praksisen rundt kostnadsfordeling i olje- og energidivisjonen (O&E) til Hydro. Jeg vil gå mest i dybden på det norske rammeverket, men se dette i sammenheng med internasjonale rammeverk. Gjennom kostnadsallokering, skal man som operatør fordele ut indirekte kostnader til partnerne, og her er det om å gjøre å få fordele ut mest mulig av kostnadene. Indirekte kostnader fordeles også internt i Hydros organisasjon.

Jeg vil hovedsakelig se på allokeringen indirekte kostnader i Hydro O&E, men også kort se på indirekte kostnader i form av konsernkostnader.

I Norge må oljeselskapene følge prinsippet ”no gain no loss”, som sier at ingen av partene i et joint venture skal tjene eller tape økonomisk ved kostnadsallokering. I utlandet fordeler man hovedsakelig indirekte kostnader ved hjelp av standarddrater.

Et av hovedkriteriene for et effektivt avtaleverk vil være kostnadseffektiv drift fra operatøren sin side. Det er også viktig at operatøren ikke belaster partnerne for mer kostnader enn det som er relevant for operatørskapet. For å kunne vurdere om man fordeler indirekte kostnader riktig, er det også viktig at man bruker den fordelingsnøkkelen som faktisk driver kostnadene. Det vil også ha betydning hvor mange fordelingsnøkler man benytter. For å kunne ha en formening om hva som er bra eller ikke, må man sette noen evalueringskriterier for fordelingen. Man skiller i hovedsak mellom subjektive (kvalitative) og objektive (kvantifiserbare) evalueringskriterier. Kvalitative kriterier kan eksempelvis være prosentmål, mens kvantifiserbare mål er mer nøyaktige, som antall timer brukt.

Jeg vil konkretisere problemstillingen til å omfatte to hovedområder:

1. Hvilke krav bør man stille til kostnadsfordeling?

2. Hvordan fordeles det for å stimulere til kostnadseffektivitet?

1.3 Oppbygning av utredningen

Jeg begynner med å gi en kort presentasjon av Hydro O&E og oljebransjen i kapittel 2. Jeg vil beskrive eierstrukturen i oljebransjen som er veldig ulik andre bransjer, og ”no gain no loss” prinsippet som er en grunnpilar for kostnadsfordeling på norsk sokkel.

I kapittel 3 vil jeg beskrive teori rundt kostnadsallokering. Her vil jeg se på hvorfor man fordeler indirekte kostnader, og hvordan dette bør gjøres. Jeg har viet mest plass til sistnevnte.

I kapittel 4 vil jeg se på teorien rundt prinsippal agent problemet, og da med hensyn til kostnadsallokering. Prinsipal agent teori kan kobles mot kostnadsallokeringsteori, i og med at allokering av indirekte kostnader kan stimulere til et mer effektivt prinsippal agent forhold.

Dette kapitlet har jeg valgt å koble mer mot oljebransjen og Hydro, i forhold til kapittel 3, som ser mer på kostnadsfordeling generelt sett.

I kapittel 5 vil jeg beskrive ulike regelverk i oljebransjen, som berører allokering av indirekte kostnader. I Norge ser jeg både på regnskaps og samarbeidsavtalen. Det er regnskapsavtalen som i hovedsak berører kostnadsfordeling. Jeg beskriver deretter det som berører fordeling indirekte kostnader i regnskapsavtalene i USA (COPAS) og resten av verden (AIPN). Under disse regelverkene ser jeg også på noen spesifikke avtaler som er inngått.

I kapittel 6 beskriver jeg de indirekte kostnadene i Hydro Olje og Energi. Jeg legger spesielt vekt på timeprispoolen, hvor de fleste indirekte kostnader blir samlet og fordelt ut med hensyn på timer. Jeg ser også på konsernkostnader og litt på forskjellen mellom Hydros og Statoils system.

I kapittel 7 vil jeg sammenlikne de ulike rammeverkene i bransjen. Jeg vil legge størst vekt på det norske rammeverket, og sammenlikne dette med de internasjonale standardene. Jeg ser på rammeverkene med hensyn på riktige beslutninger for kostnadsfordeling og med henhold til effektiv drift i operatørskapene.

I kapittel 8 ser jeg på kostnadsallokering som styringsinstrument internt i Hydro, og hva som er viktig i henhold til dette.

I kapittel 9 kommer konklusjoner og mulige forbedringer i det norske rammeverket.

2. Introduksjon av Hydro O&E og oljebransjen

2.1 Kort om Hydro O&E

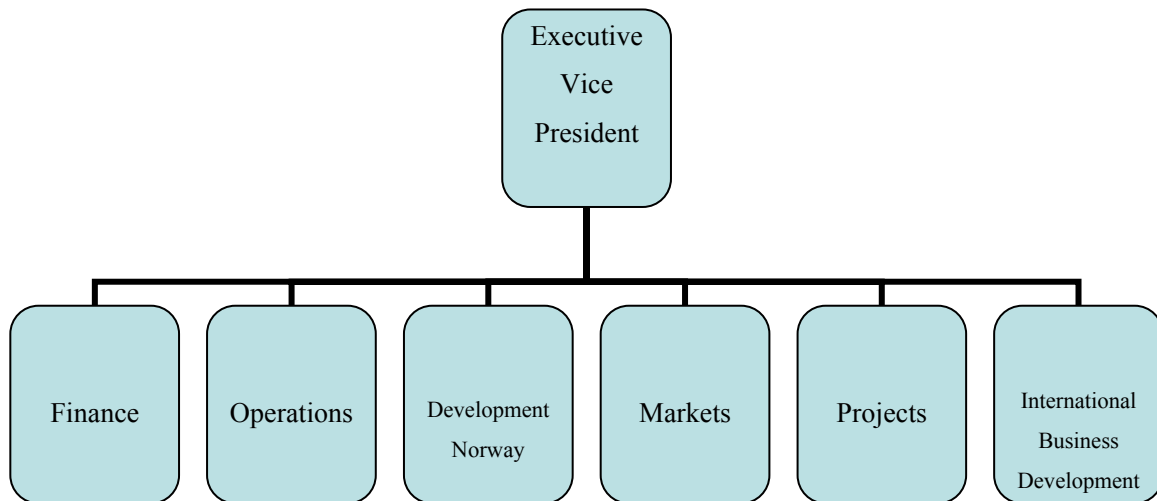
Hydro O&E ble opprettet på 1970-tallet, da det ble funnet olje på norsk sokkel. Opprinnelig bestod Hydro av virksomhetene gjødsel og aluminium. Gjødsel ble skilt ut i et eget selskap, Yara, i 2004. I dag opererer Hydro også innen alternative energikilder, som vannkraft og hydrokarboner.

Hydro begynte også å produsere ammoniakk som innsatsfaktor i gjødselsproduksjonen på slutten av 1960-tallet. Et av råmaterialene i ammoniakk var olje og gass. Da det ble påvist gassreserver i Nordsjøen utenfor England og Nederland, begynte Hydro å utforske muligheten for å delta i olje- og gassproduksjon. Grunnen var hovedsakelig for å være konkurransedyktige på det europeiske markedet for ammoniakk og gjødsel. I 1965 fikk Hydro tillatelse av staten for å lete etter olje på den norske kontinentalsokkelen. Hydro var med på starten av det norske oljeeventyr som partner på Ekofisk i 1969 og på Frigg i 1971. I 1975 utvidet Hydro virksomheten innen olje, da man startet raffinering av olje på Mongstad. På 1980-tallet utvidet Hydro oljedivisjonen for alvor, da de ble operatør for Oseberg feltet. Man utviklet også nye teknologiske løsninger for dypvanns olje- og gassproduksjon og horisontal boring, som ble brukt i utviklingen av Troll feltet. I 1999 overtok Hydro oljeselskapet Saga, som ble integrert i Hydro O&Es operasjoner. Hydro er i dag operatør for 11 oljefelt i Nordsjøen. De viktigste feltene for Hydro er Oseberg, Troll og Grane. Man er i dag operatør for ca. 700.000 antall fat og har partnerandel i ca. 600.000 antall fat daglig produksjon. Hydro har de siste årene ekspandert mye av sin virksomhet til utlandet, og man er spesielt aktiv i Mexicogulfen, Libya, Iran og Russland.

Hydro konsernet har i dag ca. 32700 ansatte¹, derav 3700 i olje- og energidivisjonen. Flesteparten av de ansatte (ca 24500) er ansatt i aluminium, mens 4500 er ansatt i øvrig

¹ Årsrapport 2005, Hydro

virksomhet, som konsernnivå og IT støtte, etc. Hydro O&E utgjør derimot en større del av Hydros årsresultat enn aluminium, som er en mer arbeidsintensiv divisjon.



Figur 1: Organisasjonsinndeling i Hydro O&E

Hydro O&E er delt inn i 6 hovedområder:

- 1) Finance er økonomidelen til oppstrømsvirksomheten i Hydro O&E. Avdelingen omfatter blant annet risikostyring, internkontroll, bonussystemer og kostnadsfordeling.
- 2) Operations er driftsenheten i Hydro O&E. All aktivitet knyttet til operasjonene i Nordsjøen opereres fra kontorene på Sandsli i Bergen
- 3) Development Norway driver med forretningsutvikling innen Norge.
- 4) Markets opererer hovedsakelig innen nedstrømsvirksomhet, det vil si salg av råolje og andre oljeprodukter
- 5) Projects er en fellesdivisjon som består prosjekter i både Hydro O&E og Hydro aluminium.
- 6) International Business Development har hovedansvar for forretningsutvikling internasjonalt, som i hovedsak dreier seg om oppkjøp. I 2005 skjedde f.eks. tidenes største oppkjøp i Hydros historie, som var av Spinnaker, et oljeserviceselskap i USA.

2.2 Eierstruktur i oljebransjen

Stortinget setter rammene for oljebransjen i Norge. Politikerne drøfter proposisjoner og gir innstillinger til stortingsmeldinger som angår petroleumsvirksomheten. Regjeringen har den utøvende makten over petroleumspolitikken, og står til ansvar ovenfor Stortinget over den politikk som føres. Det er Olje- og energidepartementet som har det overordna ansvaret for forvaltningen av petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Petroleumsloven slår fast at det er staten som har eiendomsretten til petroleumforekomstene, og med petroleum menes hovedsakelig olje og gass. For at et oljeselskap skal kunne utvinne et felt, eller få en såkalt lisens, trenger man en konsesjon. Dette blir gjort gjennom konsesjonsrunder, hvor regjeringa kunngjør et bestemt antall blokker for utvinning. I forskriftene heter det at det skal ligge saklige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier til grunn under utvelgelsesprosessen². Olje- og energidepartementet setter så sammen en gruppe av selskap for hver utvinningstillatelse. De fleste lisenser på norsk sokkel er organisert som joint ventures, det vil si at flere selskaper har eierandeler i en lisens. På en lisens er det som oftest en operatør og flere partnere, som utgjør et interessentskap. Det er Olje- og energidepartementet som bestemmer hvem som skal være operatør. En operatør har ansvaret for den daglige drift av lisensen, mens partnerne kun har en eierandel i lisensen. Når man får en utvinningstillatelse gjelder denne i første omgang som en initial leteperiode på inntil 10 år. Etter dette kan interessentskapet i hovedregel kreve å ha inntil halvparten av området utvinningstillatelsen gjelder for, vanligvis i 30 år.

Det er flere fordeler ved å ha en operatørrolle på norsk sokkel. Man får støtte til kompetanse for selskapets ansatte som jobber på en lisens. Kostnader knyttet til opplæring av ansatte er en belastbar kostnad for operatørskapet og blir delvis dekket av de ulike partnerne. Operatøren kan dermed ha incentiv til å sende nyutdannede folk til norsk sokkel for å få opplæring. Disse kan sendes ut til internasjonale operasjoner siden. Ved å ha en operatørrolle skaffer et selskap seg også verdifull kompetanse, og dette øker sjansen for å få flere partnerandeler. Eksempelvis er Ormen Lange prosjektet til Hydro og Snøhvit prosjektet til Statoil svært viktige for å eventuelt få en partnerandel i det russiske Shtokman feltet. Ved

² Fakta norsk petroleumsvirksomhet, utgitt av Olje og Energidepartementet, 2005

å være operatør får man også en prosentvis andel av driftskostnader og kapitalkostnader fra partnerne til å drive forskning og utvikling (FoU). En operatør kan også ha incentiv til å belaste interessentskapet med kostnader man har mest igjen for selv. Men her går det selvfølgelig en grense for hva som er tillatt, da de andre partnerne raskt vil protestere.

Både norske og større internasjonale aktører er aktive på norsk sokkel, både som operatører og partnere. At internasjonale aktører har fått en sentral plass, er fordi Norge hadde liten kompetanse innen oljeutvinning på begynnelsen av 1970-tallet. Det er også en naturlig konsekvens at norsk sokkel har vært karakterisert av få, men store og krevende oppgaver, hvor det har vært mulig å realisere store verdier. Det er i hovedsak de største internasjonale selskapene, som ConocoPhillips, Shell, Total og ExxonMobil, som har hatt kompetanse og vært best egnet til å være med på krevende utbygginger. Blant norske selskaper er det Statoil og Hydro som har større operatørroller. Selskapet med mest eierandeler på norsk sokkel er imidlertid Petoro, som tar hånd om Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på vegne av staten. Petoro har stort sett eierandel i alle lisenser på norsk sokkel, men har ikke noe operatørskap. Det er svært vanlig at man er partner før man blir operatør for å bygge opp erfaring. Hydro ble eksempelvis først driftsoperatør i 1988, for Oseberg feltet.

På norsk sokkel skiller man gjerne mellom modne og umodne områder. Modne områder har en kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og har en godt utbygd eller planlagt infrastruktur. For umodne felt er det lite kjennskap til geologien, store tekniske utfordringer og manglende infrastruktur. Antall aktører på norsk sokkel er blitt utvidet de siste årene, da kontinentalsokkelen er blitt mer moden. Utfordringene har blitt mer diversifiserte, og mindre aktører har i større grad sluppet til, med spesielt fokus på haleproduksjon.

Oversikt over Hydros viktigste operatørskap og eierandeler i %

	Troll fase 2	Oseberg	Grane	Oseberg Sør	Tune	Njord	Brage	Fram	Oseber g Øst
Petoro	56	33,60	30	33,60	40	7,50	14,26		33,60
Statoil	20,8	15,30		15,30	10		12,70	20	15,30
Hydro	9,78	34	38	34	40	20	20	25	34
Shell	8,10								
Total	3,69	10		10	10				10
ConocoPhillips	1,62	2,40	6,40	2,40					2,40
Ruhrgas						15			
Endeavour Energy						2,50	4,44		
Gaz de France						20		15	
Mobil Development		4,70		4,70		20		25	4,70
Paladin Resources						15	20		
ExxonMobil			25,60				13,84		
Revus Energy							2,50		
Eni							12,26		
Idemitsu Petroleum								15	

Tabellen viser de ulike oljeselskapers prosentvise eierandeler i de viktigste oljefeltene hvor Hydro har operatørskap. Noen felt produserer kun olje, mens andre også produserer gass, NGL og kondensat. Feltene Troll fase 2, Oseberg og Grane er klart størst når det gjelder dagsproduksjon av olje, hvor de har en andel på ca 73 % av totalen³. Hydro har, alene eller sammen med andre, som oftest også har størst eierandel i sine operatørskap. Unntaket er

³ Fakta norsk petroleumsverksemd, utgitt av Olje og Energidepartementet, 2005

Troll fase 2, hvor Petoro er den største eieren. Det er til sammen 14 partnere med i Hydros viktigste operatørskap.

2.3 “No gain no loss” prinsippet

”No gain, no loss prinsippet” er en grunnpilar for operatørrollen på norsk sokkel. Det heter som tidligere nevnt, at en operatør verken skal ha noe økonomisk gevinst eller tap ved drift av et oljefelt. Likevel finnes det områder i avtaleverket som kan avvike fra dette, blant annet i henhold til forskning og utvikling som jeg kommer inn på senere i utredningen. Når det gjelder kostnadene en får dekket i forbindelse med opplæring av ansatte er dette en belastbar kostnad innenfor ”no gain no loss”. Støtten går begge veier, i og med at en operatør gjerne har partnerroller i andre prosjekter. Kostnadene en operatør har, skal fordeles ut til partnerne i den størrelsesorden den respektive andelen tilsier. De ulike partnerne betaler inn forskuddsvis til operatøren, i henhold til estimerte kostnader. Kostnadene blir så etterkalkulert når man har oversikt over de virkelige kostnadene, slik at alt blir dekket inn. Denne ordningen sikrer risikodeling mellom operatøren og de ulike partnerne på et felt. Skulle det derimot vise seg at en overskridelse skyldes grov uaktsomhet, heter det i regelverket at operatøren skal bære kostnadene selv. Det har imidlertid aldri vært tilfelle hittil, på norsk sokkel, at en operatør har måttet dekke inn en overskridelse alene. Det kan stilles spørsmålstegn ved incentivene ved et slikt system. Vil operatøren ha noen incentiver til å drive effektivt når man uansett får dekket inn alle kostnadene? Det har vært en diskusjon om hvor vidt man skal myke opp ”no gain, no loss” systemet på norsk sokkel. I det amerikanske regelverket bruker man i stor grad standardrater for å dekke inn operatørens kostnader. I et slikt tilfelle vil operatøren ikke være sikret å få dekket inn alle kostnadene, men kunne oppleve en gevinst eller tap på operatørskapet. En viktig del av problemstillingen for utredningen er nettopp å se på incentiver til effektivitet i de ulike rammeverkene.

3. Kostnadsfordeling

3.1 Hvorfor fordele indirekte kostnader

Kostnadsallokering er en problemstilling nesten enhver bedrift kommer borti. Det er gjerne ikke noe riktig eller galt svar på hvordan indirekte kostnader skal fordeles ut internt i en bedrift eller mellom bedrifter. I nyere tid er selskaper gjerne blitt større og oppdelt i flere ansvarsenheter, og derfor har kostnadsallokering blitt mer aktuelt. Bedrifter har i dag også en annen kostnadsstruktur enn tidligere, da mer teknologi har ført til at kapital har erstattet mye av lønnskostnadene. Dette har igjen ført til mer indirekte kostnader i forhold til direkte kostnader, og fordeling av indirekte kostnader har blitt viktigere.⁴

I produksjonsbedrifter fordeles ofte kostnadene i stabsavdelingen ut til de ulike produktene, for å få en riktig kalkulering av produktprisene. I bedrifter, som ikke selger spesifikke produkter, nøyer man seg gjerne ved å fordele de indirekte kostnadene fra stabene til de ulike avdelingene i bedriften.

3.1.1 Begrepsforklaring⁵

Indirekte kostnader: Indirekte kostnader er kostnader som ikke kan knyttes til et enkelt produkt eller en avdeling. Eksempler på slike kostnader er IT kostnader, HR kostnader, vedlikehold, osv. Indirekte kostnader oppstår gjerne i stabsavdelinger, som leverer tjenester ut til ulike avdelinger i en organisasjon.

Direkte kostnader: Direkte kostnader er kostnader som er relatert til et kostnadsobjekt og som kan henføres direkte til et kostnadsobjekt. Eksempler på det kan være direkte materialer eller direkte lønn.

⁴ Bjørnenak, Trond (1994)

⁵ Horngren, Charles T. et al. (2006)

Kostnadsobjekt: Et kostnadsobjekt er det objekt som mottar eller forbruker ressurser, som man fordeler kostnader ut på. Det kan eksempelvis være en avdeling, produkt, kunde, osv.

Fordelingsnøkkel: En fordelingsnøkkel er variabelen bedriften velger å allokere de indirekte kostnadene etter. Dette kan være antall timer, antall ansatte, materialforbruk, osv.

Kostnadsdriver: En kostnadsdriver er variabelen som i virkeligheten driver eller påvirker kostnadene. En endring i kostnadsdriveren vil forårsake endring i totalkostnaden til et relatert kostnadsobjekt. Det er om å gjøre for bedriften at fordelingsnøkkelen og kostnadsdriveren er like.

Aktivitet: En aktivitet består av handlinger eller prosesser utført av mennesker eller maskiner, altså en gruppe homogene arbeidsoperasjoner. Eksempler på aktiviteter kan være antall omstillinger, kvalitetskontroll eller innkjøp.

Kostnadsbase/gruppe/pool: En kostnadsbase er en gruppe av individuelle kostnadselementer, som eksempelvis markedsføringskostnader, juridiske kostnader eller HR kostnader. En ekstremvariant er å samle alle bedriftens kostnader i kostnadsbase, mens den andre vil være å ha en kostnadsbase per kostnadsobjekt.

3.1.2 Formål med kostnadsfordeling

De viktigste grunnene til å fordele ut kostnader er⁶:

- Beslutningstaking
- Motivasjon
- Prislegitimering
- Resultatmåling

Noe av det viktigste ved å allokere kostnader internt i et selskap er beslutningstaking og kontroll. For å fatte beslutninger i en bedrift, er det viktig vite hvor mye de ulike enhetene

⁶ Horngren, Charles T. et al. (2006)

forbruker av støttetjenester fra stabene. Hvis man ikke belaster ut indirekte kostnader kan det være en fare for å ta gale beslutninger, da avdelinger som i utgangspunktet virker lønnsomme ikke nødvendigvis er det. Ved å allokere indirekte kostnader etter ressursbruk får ledelsen mer informasjon til å fatte økonomiske beslutninger. Riktig beslutningstaking på grunnlag av faktisk ressursbruk vil også være rettferdig for de ulike enhetene i en organisasjon.

Å motivere ledere og ansatte er viktig i store foretak med mange enheter i en desentralisert struktur. Gjennom kostnadsallokering kan stabsenhetene og ledelsen oppmuntre eller begrense bruken av støttetjenester som påfører foretaket kostnader. Ved å synliggjøre og kommunisere kostnadene vil man gjøre avdelinger oppmerksom på at kostnadene eksisterer, og få ledere til å effektivisere sin bruk av sentraliserte tjenester. Dette vil jeg også komme nærmere inn på i kapitlet om lump sum skatt senere i utredningen.

Ved å prise støttetjenester vil man kunne hindre overkonsum hos de enkelte avdelingene. Hvis de ulike avdelingene ikke må betale for støttetjenestene de bruker, vil hver enkelt avdeling gjerne konsumere mer enn hva som er optimalt for foretaket som helhet.

Resultatmålingen i et foretak bør være så reell som mulig. Hvis man ikke har noen oversikt over hvor mye en enkelt avdeling i et foretak forbruker av ressurser, vil man vanskelig kunne vite hvilken avdeling som er mest lønnsom. Skal man oppnå en riktig måling av resultater i bedriften, det kan være av enheter eller produkter, er det viktig at indirekte kostnader belastes de respektive avdelingene. At indirekte kostnader fordeles ut, vil trolig også redusere overkonsum av støttetjenester/ frynsegoder i ulike enheter i organisasjonen. Dette kommer jeg også nærmere inn på i kapitlet om lump sum skatt. Det er også gjerne et krav for de fleste bedrifter at man må gi ekstern rapportering til markedet/ eiere og av skattemessige hensyn.

3.1.3 Prinsipper for kostnadsfordeling

Det finnes ulike prinsipper for fordeling av kostnader. Hvilke som blir valgt i ulike situasjoner avhenger av hovedformålet ved allokeringen. 4 av de viktigste prinsippene er⁷:

- Kausalitet
- Bæreevne
- Nytteverdi
- Rettferdighet

Kausalitet er en grunnpilar i kostnadsfordelingsteori. Når man allokere kostnader er det veldig viktig at man velger en fordelingsnøkkel som forklarer kostnadsbasen på en best mulig måte. Det vil ofte være mot sin hensikt å fordele kostnader om dette skjer på grunnlag av feil fordelingsnøkkel. Fordelingen vil da være vilkårlig og ikke effektivitetsfremmende, da kostnader fordelt ikke vil ha noen signifikant sammenheng med ressursforbruk. Det kan føre til demotiverte divisjonsledere hvis man skulle bli belastet med mer kostnader enn man virkelig forbruker av støttetjenester. Det vil også kunne gi gale incentiver i forhold til ressursutnyttelse, om allokeringen ikke er kausal.

Bæreevne vil si at en allokere en kostnad i henhold til kostnadsobjektets evne til å bære kostnaden som blir allokert. Måten man gjør dette på kan være allokere indirekte kostnader til ulike avdelinger i forhold til deres inntekter. Prinsippet er at mer lønnsomme avdelinger også skal betale en større andel av de indirekte kostnadene.

Med nytteverdi forsøker man å finne den nytte som kostnadsgruppens output representerer, og fordeler kostnadene ut på avdelingene ut fra mottatt nytte. Det kan for eksempel være en generell reklamekampanje som ikke retter seg mot noe spesielt produkt eller avdeling, men for foretaket som helhet. Det kan være vanskelig å finne kausale sammenhenger mellom kostnader og en bestemt avdeling, og derfor kan man fordele kostnadene basert på salgstall.

⁷ Horngren, Charles T. et al. (2006)

Ved å gjøre dette må man kunne anta at reklamekampanjen i stor grad er knyttet til salgstallene.

Rettferdighet i kostnadsfordelingen er et viktig kriterium for mange bedrifter. Dette vil gjerne være synonymt med at enheter i et foretak som forbruker ressurser også tildeles kostnaden for det de forbruker. Problemet er at rettferdighet ofte kan bli noe diffust og lite retningsgivende.

3.2 Hvordan fordele indirekte kostnader

3.2.1 Fordelingsmetoder

Man kan dele en fordelt indirekte kostnad inn i følgende to elementer, pris og kvantum:

$$\text{Indirekte kostnad (C)} = P \times Q$$

(P er prisen per enhet og Q er antall enheter av tjenesten)

Det viktigste er at Q er nøyaktig. Mindre variasjoner i P har mindre å si for å fremme effektiviteten i et foretak. Så lenge brukerne betaler for tjenester basert på nøyaktige forbruksmål vil de konsentrere seg om å utnytte ressursene på en mest mulig effektiv måte⁸. Hvis derimot kvantum er unøyaktig målt vil det vil det være større fare for å gi dårlige incentiver til effektivitetsforbedringer.

En oversikt over prising og ulike fordelingsmetoder for indirekte kostnader kan skisseres i følgende matrise:

⁸ Kaplan, Robert S og Anthony A. Atkinon (1998)

		KVANTITETSNIVÅ	
		Objektivt	Subjektivt
P R I S E R	Objektivt	Markedsbaserte internpriser	X
	Subjektivt	Kostnadsfordeling med riktig kostnadsdriver	Sjablonfordeling

Figur 2: Pris-kvantum matrise

I matrisen kan man dele pris og kvantum inn i en subjektiv og en objektiv del. Med subjektivt vil det være skjønnsmessig og mer diskutabelt om man bruker riktige mekanismer, da man i stor grad selv utarbeider mekanismene. Et objektivt mål vil derimot være mer nøytralt og lite diskutabelt da man gjerne har utenforliggende standarder å måle mot. Først og fremst er denne matrisen et forenklet eksempel på hvordan stabstjenester som forårsaker indirekte kostnader, kan prises eller fordeles. I virkeligheten vil nok pris og kvantum være mer gradvise skalaer og ikke kun 4 elementer som vist i matrisen.

Har man både objektive priser og objektivt kvantum, vil det være internprising basert på markedspriser. Dette er ikke en fordeling av indirekte kostnader i seg selv, men en prising av tjenestene stabene leverer. Kriteriet for at prisen skal være objektiv er at man har en pris i markedet man kan sammenlikne internprisen mot. Når man har en pris i markedet som det enkelte foretak ikke kan påvirke, vil prisen være objektiv. Internpriser er den beste og mest

effektivitetsfremmende måten å betale for indirekte tjenester. Problemet er at indirekte kostnader gjerne er veldig selskapsspesifikke, og at man sjeldent har noen benchmark i markedet. Det er derfor ofte ikke mulig å benytte seg av internpriser basert på markedspris. Internpriser kan også bestemmes via forhandlinger, men her bør man også ha et alternativ i markedet. Har man ikke det, vil brukerenheten som trenger tjenesten ha liten forhandlingsmakt. Problemet med forhandlingsbaserte priser er at det kan gå mye tid på å diskutere priser, og det kan oppstå spillsituasjoner. Det tredje alternativet er kostnadsbaserte internpriser. Denne metoden er så å si den samme som tradisjonell kostnadsfordeling, bare at man skiller ut i pris per enhet. Under objektivt kvantum og objektive priser kunne man også tenke seg andre benchmarks enn markedsbaserte internpriser. Dette kunne eksempelvis vært bransjemessige benchmarks, gitt at andre selskaper i bransjen har relativt like interne tjenester i form og organisering.

Kostnadsfordeling hvor man bruker en riktig fordelingsnøkkel vil være det beste alternativet om man ikke har markedsbaserte internpriser. Her vil prisen være subjektiv siden den er kostnadsbasert, og man har ikke noe sammenlignbart i markedet. Kvantum er derimot tilnærmet objektivt, da man bruker en riktig fordelingsnøkkel til å fordele kostnadsbasen. Det vil alltid være vanskelig å finne en perfekt samvariasjon mellom kostnadsbasen og fordelingsnøkkel. Kostnadsfordeling er nok den vanligste måten å allokere indirekte kostnader ut til forretningsenheter på. Svakheten med kostnadsfordeling er at det gjerne vil være en uklar sammenheng mellom fordelt kostnad og virkelig forbruk. Det vil alltid være vanskelig å finne en perfekt fordelingsnøkkel for de indirekte kostnadene, og fordelt kostnad kan av den grunn føles urettferdig for enheter som mottar kostnaden.

Den siste kategorien vil være både subjektive priser og subjektivt kvantum. Her vil man karakterisere fordelingen som sjablonbasert, fordi en eventuell fordelingsnøkkel ikke vil samvarierte med kostnadsbasen. Det kan også være at man ikke bruker noen fordelingsnøkkel i det hele tatt, da indirekte kostnader kan bli fordelt ut på standardrater. Dette kan f.eks. være prosentpåslag av direkte kostnader.

3.2.2 Activity-Based Costing (ABC)

Innenfor økonomisk styring har det siden 1980-tallet vært rettet stor oppmerksomhet rundt Activity-Based Costing. ABC var på mange måter en reaksjon mot selvkostkalkylen og det

tradisjonelle internregnskapet. Man mente at internregnskapet hadde tapt relevans som følge av endringer i bedriftene, som f.eks. teknologi, økt konkurranse og økte kvalitetskrav.⁹ Hovedproblemet med tradisjonelle fordelingsmetoder er at det ofte ikke finnes en sammenheng mellom kostnadene som fordeles og kostnadsbasen, og at man bruker få og gjerne gale fordelingsnøkler. Dette skyldes at man har mange aktiviteter i en kostnadsgruppe, og at denne derfor blir svært heterogen. Noe av kjernen i ABC er å få fram at de indirekte kostnadene i stor grad ikke er drevet av volum, men av ikke-volumbaserte kostnadsdrivere.

Tradisjonelle metoder bruker en 2 stegs modell, hvor man fordeler indirekte kostnader i kostnadsgrupper og videre til et produkt eller en avdeling. En ABC modell er også en 2 stegs fordeling, men her fordeles de indirekte kostnadene i stedet til aktiviteter, for så å bli fordelt videre til et produkt eller en avdeling. Det viktigste er å få et tilnærmet riktig inntrykk av kostnaden per aktivitet, og kostnaden for et produkt eller avdeling avhenger derfor av deres forbruk av de ulike aktivitetene. Aktiviteter defineres på ulike nivå i et såkalt kostnadshierarki, hvor man deler kostnader inn i enhet, serie, produkt og bedriftsnivå. Det kan være et problem ved bruk av ABC til å fordele kostnader ved støttetjenester. For tjenester som ikke kan prises, blant annet fordi kvantifisering er vanskelig, kan aktiviteter trolig bare defineres på produktnivå eller høyere.¹⁰

ABC er hovedsakelig utarbeidet for å fordele kostnader til produkter. Metoden kan imidlertid også anvendes for å fordele kostnader til avdelinger, som vil være mest aktuelt i oljebransjen. Det avgjørende for om ABC kan gi noen merverdi for kostnadsallokeringen er om det er mulig å klassifisere de indirekte kostnadene i velegnede aktiviteter.

3.2.3 Spesifikasjon, aggregering og målefeil

Man snakker gjerne om spesifikasjonsfeil når man bruker feil fordelingsnøkkel for å allokere ut de indirekte kostnadene. Det kan eksempelvis være at man bruker timer som

⁹ Bjørnenak, Trond (1994)

¹⁰ Mellemstrand, Gry Merete og Marianne Østby (2001)

fordelingsnøkkel, mens den virkelige kostnadsdriveren for kostnadsbasen er materialforbruk. Når man har gale priser vil det være en aggregeringsfeil. I slike tilfeller kan prisen ofte være for grovmaskert, f. eks at ansatte på ulike nivåer i et foretak prises for samme pris. Man kan tenke seg at utfaktureringsprisen for en sekretærtimer og en ingeniørtimer er den samme i et foretak. Da vil brukerenhetene i foretaket ha et incentiv til å benytte seg av mange ingeniørtimer, da disse er relativt billige. Man vil her ha en såkalt krysssubsidiering, hvor relativt billige ingeniørtimer subsidieres gjennom relativt dyre sekretærtimer. Til sist snakker man også om målefeil, som vil være en feil måling av selve kostnadsbasen eller kostnadsdriveren. Målefeil i kostnadsbasen kan skyldes høy varians i de ulike kostnadene som utgjør den. Målefeil av kostnadsdriveren kan eksempelvis være feil estimering av antall timer.

Det har vært mye fokus på forbedring av systemer for å øke nøyaktigheten i fordelingen av kostnader den senere tid. Utbedring av kostnadsallokeringsystemer er gjerne ofte basert på Activity-Based Costing (ABC). Et ABC system vil sannsynligvis gjennom flere aktiviteter redusere aggregeringsfeilen. Ved å dele inn en kostnadsgruppe i flere aktiviteter vil man også benytte flere fordelingsnøkler, som trolig også vil redusere spesifikasjonsfeilen. Den generelle oppfatningen er at flere kostnadsbaser og flere fordelingsnøkler øker nøyaktigheten, og bedre reflekterer samvariasjon mellom indirekte kostnader og kostnadsobjektet. Akademisk forskning har derimot vist at økt nøyaktighet i allokeringssystemet og flere kostnadsbaser kan føre til en økning i spesifikasjons- og aggregeringsfeil¹¹. I andre tilfeller reduseres omfanget av disse feilene, men ofte på bekostning av høyere målefeil. Man opplever gjerne at omfanget av målefeil øker siden det er vanskelig å måle mindre kostnadsbaser nøyaktig. I utgangspunktet har bedriften gjerne en aggregert kostnadsbase, og det er vanskelig å dele denne opp og relatere ressursbruken av enhetene ut til avdelinger eller til produkter. Når man deler opp i flere kostnadsbaser vil man også bruke mer tid på kategorisere de ulike kostnadene. Man intervjuer for eksempel ofte ansatte i en bedrift for å finne ut hvilke prosjekter eller enheter de ulike arbeidstimene skal utfaktureres mot. En slik fordeling øker sjansen for målefeil, da det ofte kan være vanskelig å foreta en nøyaktig fordeling.

¹¹ Datar, Srikant og Mahendra Gupta (1992)

Det er mest vanlig å gjøre stegvise endringer i et kostnadsfordelingssystem. Når man deler inn i flere kostnadsbaser eller kostnadspooler og innfører flere fordelingsnøkler snakker man om multiple systemer i stedet for enkle systemer. I enkle systemer har man en aggregert kostnadsbase og kun en fordelingsnøkkel. I et aggregert system vil man ofte oppleve en såkalt "cross-cancellation of errors", det vil si at spesifikasjons- og aggregeringsfeil utlikner hverandre. Det kan eksempelvis være ved at en kostnadsbase med maskintid vil overallokere en kostnad mens en kostnadsbase med antall innstillinger vil underallokere kostnaden. Derfor blir ofte ikke totalfeilen nødvendigvis så stor i slike systemer. Vi kan tenke oss at et multiplisert system deler inn maskin og innstillingstid i avdeling 1 og avdeling 2, slik at man får dobbelt så mange kostnadsbaser. Det mer detaljerte multiple systemet vil gjerne gi et mer nøyaktig resultat, hvor spesifikasjons- og aggregeringsfeilen er mindre. Men totalfeilen vil nødvendigvis ikke være mindre, da spesifikasjons- og aggregeringsfeilen utlikner hverandre i den aggregerte kostnadsbasen.

3.2.4 Nøyaktige versus enklere systemer

Vil perfekte og nøyaktige beregninger alltid være det beste? Det vil ikke nødvendigvis være slik, da det ikke trenger å være til foretakets interesse å hele tiden måle alt nøyaktig¹². Hvilken type kostnadsallokering som er best vil i stor grad avhenge av det enkelte foretak. Noen bedrifter velger å allokere ut overvurderte kostnader i stedet for de virkelige kostnadene. Dette kan eksempelvis være i en salgsbedrift, der man ikke ønsker at salgspersonale skal kutte prisene ned til det virkelige kostnadsnivået, også kalt "kamikaze" prising. Ved å allokere ut for høye indirekte kostnader sikrer man seg slik at man beholder en viss margin. Andre bedrifter velger i stedet å allokere ut undervurderte kostnader for å stimulere til konsum av støtte eller stabstjenester. Det kan også være fordelaktig å bruke et enkelt system, og heller gi noe avkall på nøyaktig presisjon. Man kan f.eks. fokusere på de driverne av kostnader som er kritiske for bedriftens konkurranseevne. De ansatte i foretaket vil også bli mer bevisst på dette. Dermed ser man det hele mer i en helhet, ved å ofre

¹² Merchant, Kenneth A og Michael D. Shields (1993)

nøyaktig presisjon. I oljebransjen vil en riktig avveining mellom nøyaktige og enkle systemer være viktig, da de indirekte kostnadene beløper seg til store summer.

3.2.5 Dødens spiral

Enhver bedrift som skal fordele kostnader internt bør være bevisst på eventuelle suboptimale løsninger som kan oppstå på grunn av ubenyttet kapasitet. Hvis forretningsenhetene har muligheter til å velge om man vil kjøpe støttetjenester internt eller i markedet, kan ubenyttet kapasitet føre til noe som kalles dødens spiral. Tilfellet oppstår hvis utnyttelsen av en felles ressurs (faste kostnader) faller, som fører til at man får ubenyttet kapasitet og høyere enhetskostnader. Man får høyere enhetskostnader ettersom de resterende brukerne av den felles ressursen må dekke inn de faste kostnadene. Beløpet som skal fordeles ut vil være den samme, mens nevneren vil bli mindre. I og med at enhetskostnadene stiger, kan det gi incentiver for flere forretningsenheter til å heller kjøpe tjenestene i markedet. Da vil man få mer ubenyttet kapasitet og enda høyere enhetskostnader, derav navnet dødens spiral. En løsning for å unngå dette problemet vil være å luke ut "sunk costs" og bare dekke inn variable kostnader ved en enhet ekstra fra de ulike forretningsenhetene. I oljebransjen kan problemet dukke opp, ved at man i stor grad benytter virkelige istedenfor budsjetterte rater for å dekke inn kostnader.

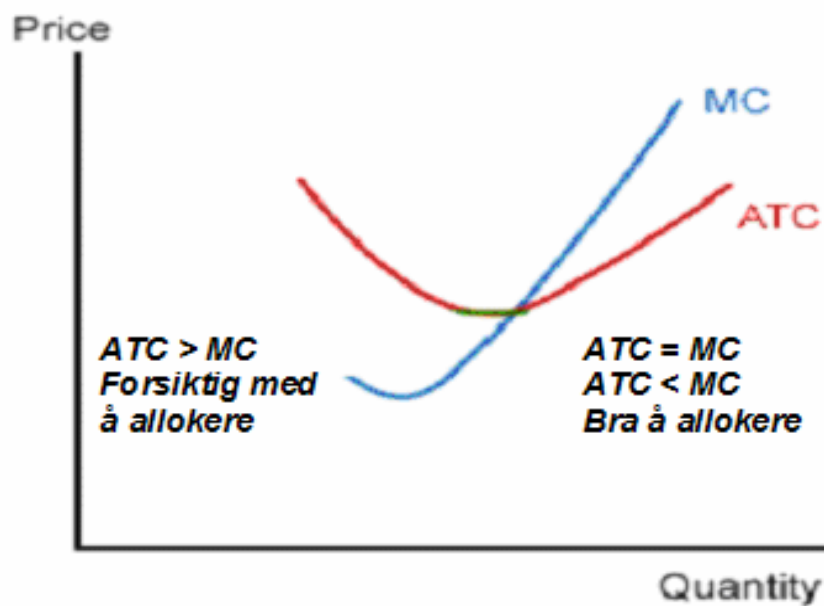
3.2.6 Marginalkostnad versus gjennomsnittskostnad

Ved allokering av kostnader ut til forretningsenheter internt i et selskap er det viktig å være oppmerksom på forskjellen mellom marginalkostnader og gjennomsnittskostnader. Det er som nevnt tidligere i utredningen, ofte riktig å allokere ut indirekte kostnader til forretningsenheter, da man bedre ser lønnsomhetsbildet for hver enkelt enhet. Ved å allokere ut indirekte kostnader vil man også inkludere negative eksternaliteter knyttet til den direkte kostnaden¹³. Eksternaliteter er som oftest definert som virkninger på omverdenen av

¹³ Zimmerman, Jerold L (2003)

bedriftens virksomhet. En typisk negativ eksternalitet er forurensning, støy o. l. som andre må bruke penger for å beskytte seg mot. En eksternalitet kan også være positiv i den forstand at den skaper merverdi for resten av samfunnet. Negative eksternaliteter kan også oppstå internt i et foretak. Hvis man tenker seg at en forretningsenhet i en bedrift ønsker å ansette en ny salgsmedarbeider, vil en slik ansettelse koste mer enn de direkte kostnadene som lønn, skatter og pensjon. I tillegg til de direkte kostnadene vil en ansettelse føre med seg indirekte kostnader knyttet til HR avdelingen, sikkerhetskostnader, etc. Det er derfor rimelig at den enkelte forretningsenheten betaler for slike eksternaliteter gjennom kostnadsallokering.

Marginal vs. gjennomsnittskostnad



Figur 3: Marginal vs. gjennomsnittskostnader

I diagrammet ser man en oversikt over gjennomsnittskostnader (ATC) og marginalkostnader (MC) i en stabsenhet. ATC kurven betegner gjennomsnittlige kostnader ved et varierende antall salgsmedarbeidere. MC kurven viser marginalkostnaden av å ansette en ekstra

salgsmedarbeider¹⁴. En marginalkostnadskurve vil som oftest være stigende, og gjennomsnittskostnaden er på det laveste der hvor marginalkostnadskurven krysser den.

Når er gjennomsnittskostnad en god proxy på relevant kostnad?

Til venstre i grafen, hvor gjennomsnittskostnaden er høyere enn marginalkostnaden, bør man være forsiktig med å allokere ut indirekte kostnader. En forretningsenhet vil vegre seg mot å ansette en ny salgsmedarbeider fordi allokeringen av indirekte kostnader overstiger marginalkostnaden av den nye salgsmedarbeideren (eksternaliteten). Man har gjerne mye ledig kapasitet og høye faste kostnader ved et relativt lite volum. Man kan derfor risikere å la være å ansette en ny medarbeider, hvis man fordeler ut indirekte kostnader, selv om det i virkeligheten er lønnsomt. Man vil være i et slikt tilfelle når gjennomsnittskostnaden synker. Fra MC krysser ATC vil det derimot være fordelaktig å allokere ut indirekte kostnader til forretningsenhetene. Her vil marginalkostnaden ved å ansette en ny medarbeider være høyere enn gjennomsnittskostnaden, og det vil være bra å skattelegge forretningsenheten med indirekte kostnader. Forretningsenheten betaler imidlertid ikke hele kostnaden av eksternaliteten, men det er bedre å allokere ut gjennomsnittlige indirekte kostnader enn å ikke gjøre noe. Marginalkostnaden er alltid høyere enn gjennomsnittskostnaden når ATC stiger. Det optimale hadde hele tiden vært å allokere ut marginalkostnaden til forretningsenhetene, men det er vanskelig å vite hvor man ligger på kurven til enhver tid. Det vil være vanskelig å måle marginalkostnader, men det kan være nyttig å ha teorien i bakhodet når man skal allokere ut indirekte kostnader.

Over og underforbruk

Når allokert enhetskost er en gjennomsnittskostnad, som er høyere enn marginalkostnaden, kan dette føre til underforbruk og ledig kapasitet i foretaket. Blir forretningsenheten belastet med indirekte kostnader som er høyere enn marginalkostnaden gir det ikke incentiv til å benytte seg av stabstjenester. Man kan allikevel ikke se på kostnader isolert sett, men må også koble inn nytteverdien av stabstjenester. En forretningsenhet oppfordres til å øke bruken av tjenester så lenge grensenytten er høyere enn foretakets grensekostnad ved å

¹⁴ I denne figuren er marginalkostnaden synonymt med kostnaden ved den negative eksternaliteten. Skulle man være nøyaktig ville det være riktig å skille ut alternativkostnaden (verdien av å anvende begrensede ressurser til noe annet) og særkostnader (kostnad ved endring i kapasitet) fra marginalkostnadskurven.

levere. Uten prising eller allokering av indirekte kostnader ved stabstjenester vil man kunne få et overforbruk av stabstjenester. Det vil føre til en suboptimalisering ved at de ulike forretningsenhetene vil optimalisere med tanke på egen avdeling, men at det ikke vil gagne foretaket som helhet. Når en stabsavdeling nærmer seg kapasitetsgrensen, vil marginalkostnaden ved å levere tjenester gjerne overstige gjennomsnittskostnaden. Derfor vil det her være bra å fordele ut indirekte kostnader, da det ellers vil kunne føre til overforbruk.

4. Prinsipal agent problemet

Prinsipal agent teori forklarer forholdet mellom ulike parter knyttet til en kontrakt. Det er agenten som tar avgjørelser på vegne av prinsipalen. Man kan tenke seg et aksjeselskap, hvor den daglige lederen er en agent på vegne av styret og aksjonærer. Den daglige lederen har det operative ansvaret for å styre bedriften, mens det er aksjonærene som eier bedriften. Årsaken til at man i ulike sammenhenger ofte skiller mellom en prinsipal og en agent, er å separere eierskap fra kontroll. I et aksjeselskap ville det være ineffektivt om alle aksjonærene skulle styre selskapet i sammen, og derfor delegerer man kontrollen til en daglig leder. På et operatørskap på en olje- og gasslisens vil det være en tilsvarende situasjon. Operatøren har det daglige ansvaret for driften og vil ha agentrollen, mens de øvrige partnerne vil være prinsipaler. Internt i Hydro kan man forestille seg at stabsenhetene som leverer tjenester og belaster enheter med indirekte kostnader er prinsipaler. Mens de ulike enhetene som blir belastet for kostnadene stabene har, på en måte blir agenter.

4.1 Agentproblemet i et operatørskap

En prinsipal og agent vil ofte ha ulike interesser, og dette refereres gjerne til som agentproblemet. Hydro er både agent i form av å være operatør og prinsipal i form av å ha partnerroller på norsk sokkel. Internasjonalt har Hydro hovedsakelig prinsipalrollen i form av å være partner, samt noen få operatørroller¹⁵. I de fleste sammenhenger hvor prinsipal agent problemet belyses, dreier det seg om hvordan prinsipalen best kan belønne agenten for at agentens atferd skal være sammenfallende med prinsipalens ønske. På et operatørskap ville det bryte med ”no gain no loss” prinsippet å gi agenten belønning. Prinsipalenes interesser vil her være at kostnadene som belastes operatørskapet skal være så lave som mulig. Operatøren skal som sagt verken gå i pluss eller minus ved å ha ansvar for den daglige driften, men kan ha et incentiv til å belaste mer indirekte kostnader på operatørskapet enn det en avtale eller et rammeverk skulle tilsi. Dette er som tidligere nevnt,

¹⁵ I dag er Hydro operatør i Gulf of Mexico (etter oppkjøpet av Spinnaker), Libya og Iran

fordi man kan få dekket kostnader som ligger i grenseland og som ikke er direkte knyttet til operatørskapet.

4.1.1 Assymetrisk informasjon og opportunistisk atferd

Et viktig element i prinsipal agent problemet er assymetrisk informasjon. Ved assymetrisk informasjon vil agenten ha mer informasjon enn prinsipalen. I hvor stor grad kan partnerne overvåke og kontrollere operatørens belastninger av indirekte kostnader? Assymetrisk informasjon er ikke noe problem om prinsipalen og agenten har sammenfallende nytte eller interesser. Som regel er det ikke slik, og i teorien er det ofte en konflikt mellom å maksimere verdien til et selskap versus agentens eget konsum. En daglig leder i et aksjeselskap kan ha incentiv til å bruke selskapets penger til personlig konsum istedenfor å gjøre det som er i aksjonærenes interesser. På samme måte vil en operatør ha incentiv til å fordele kostnader, som ikke hører til operatørskapet, til partnerne. Dette kaller en gjerne opportunistisk atferd. Man snakker gjerne om et "residual loss", som er reduksjonen i prinsipalens velferd som følge av at agentens handlinger kan være av andre preferanser. Et forhold som kan redusere agentens incentiv til å opptre opportunistisk vil være å gi agenten eierandeler i likhet med prinsipalene. I et aksjeselskap har den daglige lederen ofte aksjer eller opsjoner i selskapet. Det kan dermed bidra til at lederen handler mer i samråd med aksjonærenes interesser. Er aksjeposten eller opsjonenes verdi en stor andel av lederens personlige formue vil nok dette være tilfelle. På et operatørskap har operatøren som oftest alltid en partnerandel. Dette vil derfor sannsynligvis øke operatørens incentiv til å handle i samsvar med partnernes interesser, men det vil nok ikke hindre incentiver for opportunistisk atferd. Har operatøren eksempelvis en 30 % eierandel i lisensen, vil 70 % av ens egne kostnader kunne bli subsidiert av partnerne.

4.1.2 Mekanismer som vil kunne redusere opportunistisk atferd

Det vil trolig også være andre mekanismer som gjør at en operatør vil modifisere sin opportunistiske atferd. I likhet med en CEO i et selskap vil markedet til en viss grad overvåke ens handlinger. Hvis en daglig leder ikke bruker selskapets ressurser for å maksimere verdiskapningen, kan dette få konsekvenser for aksjekursen, som igjen kan få konsekvenser for lederens posisjon i selskapet. Det er kanskje mindre trolig at aksjekursen til Hydro vil påvirkes i særlig direkte grad av hvordan allokeringen av indirekte kostnader

utføres, men det kan få indirekte konsekvenser. I verste fall kan man tenke seg at et selskap kan bli avsatt som operatør, og bli erstattet av styringskomiteen. Dette har ikke skjedd til nå på norsk sokkel. Det vil også være til fordel for en operatør å ha et godt rykte i markedet og blant de andre oljeselskapene. Belaster man indirekte kostnader uriktig, kan det svekke ens sjanse til å få tildelt andre operatør- og partnerroller. Dette vil være særdeles ugunstig for ethvert oljeselskap, da det ligger stor prestisje og inntjeningsmuligheter i å være med på ulike joint ventures.

Revisjon

I likhet med aksjeselskap er også et operatørskap gjenstand for revisjon. Det er imidlertid begrenset innsynsrett for forskning og utvikling og hovedledelseskostnader ifølge den norske regnskapsavtalen, men andre indirekte kostnader er reviderbare. Det er stor mistenksomhet i oljebransjen rundt fordeling av kostnader, og derfor utføres det også hyppige revisjoner. Partnere kjører lisensrevisjon, som vil være direkte kostnader som spesifikt går på en lisens, som f.eks. Oseberg. I tillegg kjører partnerne revisjon på indirekte kostnader (overhead revisjon) på Hydros operatørskap, hvor revisorene kommer til Oslo og reviderer prinsippene, spør etter timelister og organisasjonskart, osv. Ved å revidere antall timer spør man etter timelister via et timeregistreringssystem. Dette gjør ca 7-8 revisorer i rundt en måned, slik at man nesten bruker et årsverk på denne jobben. Revisorene kan lage anmerkninger om påslag som treffer urettferdig, og dette kan da bli tatt opp i operatørskapet. Hydro har også tilsvarende revisjoner mot de andre oljeselskapene. Alle oljeselskaper har sine egne revisorer som reviderer operatøren, siden dette er relativt spesifikt og avhengig av bransjekompetanse for å gjennomføre. Det er kun Petoro, selskapet som ivaretar statens partnerandeler, som bruker eksterne revisorer/ konsulenter.

4.2 Kostnadsfordeling som mekanisme for å kontrollere agentens kostnader

Det også være et slags prinsippal agent forhold internt i Hydro. Situasjonen bryter imidlertid litt med det klassiske eksempelet i og med at det ikke er noe klart skille mellom eierskap og kontroll, men det kan være interessant å belyse situasjonen ved hjelp av denne teorien. Internt i Hydro vil det være flere agenter og flere prinsippaler, i og med at man har flere olje- og gasslisenser (en slags forretningsenheter) og flere staber. Stabene belaster i hovedsak ut

indirekte kostnader og konserntjenester ut på de ulike olje- og gasslisensene i Hydro. Man kan si at de ulike lisensene er agenter, mens stabene er prinsipaler. De ulike olje- og gasslisensene har til en viss grad selvstendige enheter i konsernet, da man blir målt på økonomiske resultater. Man er ofte lite begeistret for å bli belastet med indirekte kostnader fra stabsenhetene, da man ofte ikke ser verdien av arbeidet stabene gjør. Det er også vanskelig å direkte se sammenhengen mellom forbruk av stabstjenester og kostnadene som blir belastet.

4.2.1 Lump sum skatt

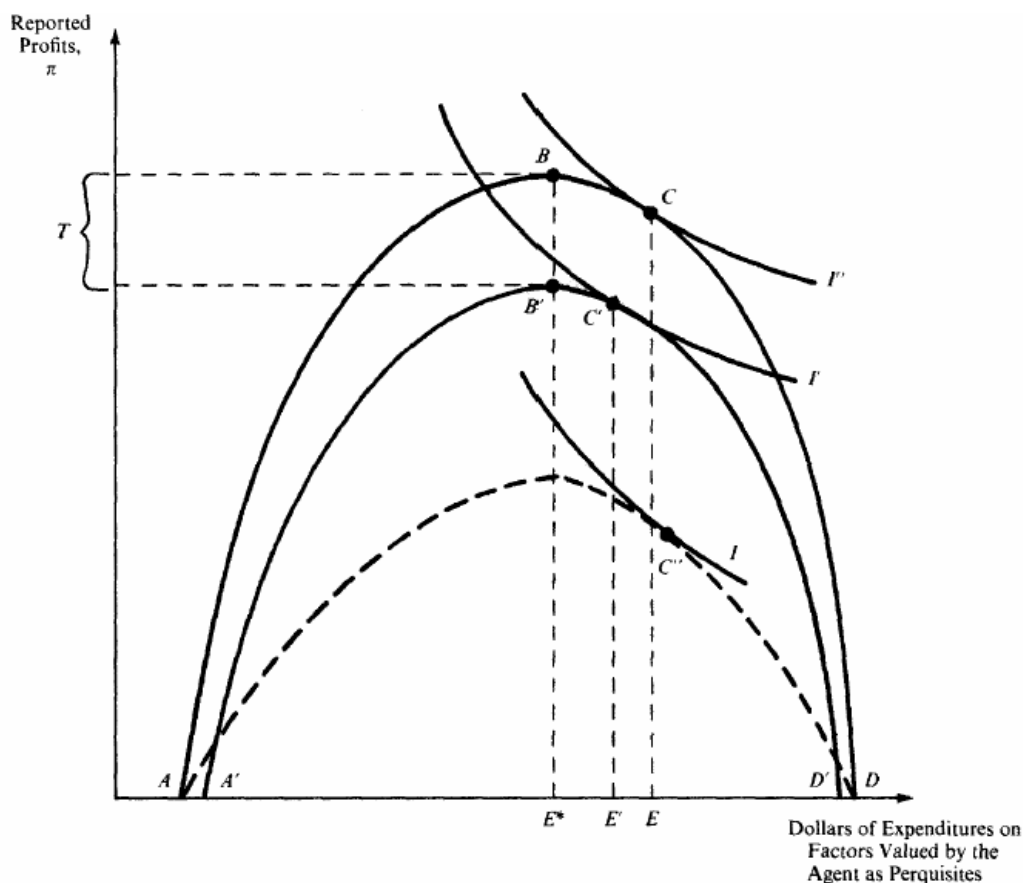
Det kan være lite hensiktsmessig å allokere ut indirekte kostnader om det skjer på en vilkårlig basis, og mange akademikere anbefaler å beholde de fleste indirekte kostnader på stabsnivå. I en prinsipal agent situasjon, som man kan forestille seg internt i Hydro, kan det imidlertid være gunstig å fordele kostnader. Hovedargumentet for å fordele ut kostnader er å disiplinere agentene, i dette tilfellet de ulike olje- og gasslisensene gass lisensene. Man kan tenke seg at de ulike agentene har andre preferanser eller nytte enn prinsipalen. Nyten til agenten vil bestå av mest mulig overskudd og frynsegoder¹⁶. Eksempler på frynsegoder kan være størrelsen på avdelingslederens kontor, antall ansatte som rapporterer til forretningsenhetens leder og antall timer lederen jobber. Hvis nyten til agenten kun hadde vært høyest mulig overskudd, ville han trolig hatt samme nyttefunksjon som prinsipalen. Men siden lederen også ofte vektlegger frynsegoder, kan en forretningsenhet ofte ha incentiv til å overkonsumere innsatsfaktorer fra stabene, hvis man har personlig nytte av å konsumere innsatsfaktoren og man i liten grad må betale for tjenestene.

Et eksempel på en innsatsfaktor kan være antall timer datatjenester. Hvis forretningsenheten har andre preferanser enn konsernet totalt, vil man gjerne konsumere timer slik at marginalkostnaden overstiger marginalinntekten av en times konsum for foretaket som helhet. Kostnadsfordeling ut til enhetene kan imidlertid påvirke ledernes atferd. Teorien sier at kostnadsallokering kan virke som en ”lump sum skatt”, altså en prosentvis skatt av indirekte kostnader, som kan redusere bruken av frynsegoder eller innsatsfaktorer. Ved å skattelegge bruken av en innsatsfaktor (eksempelvis datatjenester) vil man kunne redusere

¹⁶ Zimmerman, Jerold L (1979)

forbruket hos de ulike forretningsenhetene, og forretningsenhetens preferanser vil kunne samsvare bedre med foretaket totalt sett.

Illustrasjon ved diagram



Figur 4: Lump sum skatt

I figuren deler man aksene inn i profitt og agentens konsum av innsatsfaktoren. Kurven ABCD er produksjonsmulighetskurven for bedriften. I begynnelsen vil marginalinntekten være høyere enn marginkostnaden ved å bruke penger på innsatsfaktoren (f. eks datatjenester), gitt at andre innsatsfaktorer holdes konstant. Bedriftens profitt er høyest ved bruk av E^* av innsatsfaktoren. Agenten har imidlertid preferanser til å bruke flere enheter av faktoren. Det er ikke til selskapets beste, fordi marginkostnaden ved en ekstra innsatsfaktor utover E^* er høyere enn marginalinntekten. Agenten vil derfor tilpasse seg i punkt C, og bruke E enheter av innsatsfaktoren. Dette er fordi agentens indifferenskurve I' skjærer

ABCD kurven i punkt C. Ved å allokere ut indirekte kostnader vil dette virke som en skatt illustrert ved t i figuren. Siden agenten nå blir belastet for bruken av indirekte kostnader vil han tilpasse seg annerledes på en ny produksjonsmulighetskurve $A'B'C'D'$, og konsumet av innsatsfaktorer reduseres til E' . Her vil selskapets profitt være høyere. I prinsippet kan man skattelegge agentens konsum til han tilpasser seg til E^* , men man vil gjerne skattelegge noe mindre. Dette er fordi agenten her ville være indifferent mellom å beholde jobben eller ta en tilsvarende jobb i markedet.

Hvis man skal koble inntekter inn i analysen, vil analysen bli mer kompleks. Resultatet vil ikke nødvendigvis bli mindre konsum av faktoren, da det avhenger av inntekts og substitusjonseffekten. Hvis man skattelegger agenten basert inntekter (bæreevne), og ikke i forhold til marginalinntekt versus marginalkostnad for en ekstra time datatjenester, kan det gi feil tilpasning. Hvis agenten får allokert indirekte kostnader etter hvor store inntekter man rapporterer, kan det gi incentiver for agenten til å redusere inntektene. I figuren illustreres dette ved den stiplede linjen $AC''D$, hvor agenten vil øke sin bruk av datatjenester utover det som er til selskapets nytte. Her vil selskapets totale inntekter reduseres, siden agenten blir skattlagt basert på bæreevne.

Kostnadsallokering er gjerne relativt rimeligere enn overvåkning og kontrollmekanismer, siden man allikevel fordeler kostnader for skattemessige hensyn og ekstern rapportering. Derfor er det liten ekstrakostnad ved også å allokere kostnader internt. Overvåkning er særdeles dyrt og komplisert om agenten og prinsipalen er geografisk atskilt. Et annet moment som er gunstig ved kostnadsallokering, er at agenten også vil holde øye med prinsipalens kostnader som fordeles. Hvis agentens resultater til en viss grad avhenger av hvor mye kostnader prinsipalen belaster ut, vil agenten på en måte også overvåke prinsipalen.

- Oppsummering av teori

Jeg har nå vist teoretiske argumenter og metoder for å allokere ut indirekte kostnader. Det finnes ulike formål og prinsipper man kan fordele ut kostnader på, og disse kan være motstridende. Prinsipper om rettferdighet og bæreevne kan eksempelvis stride mot formål om å motivere til kostnadsbevissthet. Teoretisk korrekte og nøyaktige metoder kan også bli for kompliserte for praktiske formål, hvor enkelthet og helhet er viktigere. Videre i utredningen vil jeg se de teoretiske prinsipper og metoder i forhold til eksisterende systemer i oljebransjen. Mesteparten av teorien vil kunne anvendes så vel i et operatørskap mellom operatør og partnere, og som styringsinstrument internt i Hydro. Unntak vil være kapittelet om lump sum skatt som nok vil kunne anvendes best som et styringsinstrument internt i et selskap.

Jeg vil som sagt fokusere på hvilke krav man bør stille til kostnadsfordeling og hvordan en bør fordele for å stimulere til kostnadseffektivitet. Her vil det være interessant å se å teorien i forhold til dagens praksis i bransjen.

5. Beskrivelse av ulike avtaleverk i oljebransjen

5.1 Generelt om rammeverk og avtaler i oljebransjen

I oljebransjen er det som sagt vanlig å organisere oppstrømsrelaterte prosjekter som joint ventures. Dette er som tidligere nevnt, hovedsakelig på grunn av risikoen slike prosjekter innebærer. Det er som oftest et langt tidsrom fra man får utvinningstillatelsen til man kan hente oljen opp, og det er ikke nødvendigvis sterk korrelasjon mellom kostnader og resultater knyttet til prosjektene.

Man har ulike typer kontrakter i oljebransjen. Disse kontraktene er mellom rettighetshaver til en petroleumsressurs (olje/gass) og et selskap som ønsker å utvinne ressursen på feltet. Som oftest er det myndighetene i det respektive land som eier rettighetene til en petroleumsressurs. I USA er det imidlertid den respektive landeieren som har rettighetene til ressursen på land, mens myndighetene eier ressursene som er lokalisert offshore.

Man skiller hovedsakelig i 4 typer kontrakter mellom rettighetshaver og selskapet som ønsker å utvinne petroleumsressursen (operatøren) ¹⁷:

1. Leasingkontrakt: er mest aktuelt for USA, hvor ressursen er i privat eierskap¹⁸. Selskapet som skriver kontrakt med eieren, har ansvaret for risiko og kostnader. Dette er den eneste type kontrakt hvor vanligvis ikke myndighetene eier ressursen.
2. Production sharing contract (PSC): her eier myndighetene ressursen, mens selskapet får en andel av resultatet og er ansvarlig for risiko og kostnader. Dette er den vanligste varianten av kontrakt som blir inngått internasjonalt.
3. Risk service contract: selskapet som utvinner ressursen betaler alle kostnadene og tar all risikoen på prosjektet, og får til gjengjeld en fast del av et eventuelt overskudd.

¹⁷Wright, Charlotte J og Rebecca A. Gallun (2004)

¹⁸ Myndighetene kan i noen tilfeller være part i en leasingkontrakt, men det vanlige er private eiere av petroleumsressursen

Ved slike avtaler har det ofte vært utvunnet petroleum fra før, men det er gjerne mer å hente grunnet bedret teknologi.

4. Concession (Konsesjon): er veldig lik en leasingkontrakt, bare at den gjelder utenfor USA.

I alle disse avtalene må selskapet som ønsker å utvinne petroleum betale en signaturbonus til rettighetshaveren. I tillegg til disse 4 typer kontrakter mellom rettighetshavere og operatøren har man i tillegg ofte en Joint operating agreement (JOA). Når flere parter er involvert i et oppstrøms petroleumprosjekt, reguleres ofte roller og ansvar mellom partene gjennom en JOA. En JOA angår ikke rettighetshaveren, men bare mellom de ikke statlige partene som deler risikoen på prosjektet. Av og til kan en eksempelvis en PSC være tilstrekkelig dekkende også når det er flere parter involvert i prosjektet, slik at man ikke trenger en JOA i tillegg. Andre ganger har man derimot en JOA i tillegg, og dette varierer fra kontakt til kontrakt. Skulle det være en konflikt mellom en JOA og en av de øvrige 4 kontraktene, vil en Joint operating agreement måtte vike. Ulike organisasjoner og nasjoner utarbeider ulike rammeverk for Joint operating agreements (mer i detalj senere i utredningen). Dette er for å strømlinjeforme avtalene og minske sannsynligheten for misforståelser.

En JOA dreier seg om oppstrøm aktiviteter, dvs. utforskning og produksjon, og går ikke inn på nedstrømsaktiviteter som transport, raffinering og markedsføring. Som en del av JOA har man en regnskapsavtale som omhandler hvordan partene skal betale inn til operatøren for å finansiere operasjoner, valutakurser, revisjoner, kostnadsallokering og anskaffelse av materiell og utstyr. Det kritiske i slike avtaler er gjerne skillet mellom direkte og indirekte kostnader. Partnerne legger ofte mye arbeid i å overvåke operatørens kostnader og at ting skjer i overensstemmelse med kontrakten. Det er som regel opptil partene på hvert prosjekt å lage detaljene for en JOA, da modellen bare er et rammeverk eller forslag til avtale (I det norske regelverket er det mindre fritt). Det varierer hvor stort spillerom operatøren får, eksempelvis til å inngå avtaler med underleverandører. Partnerne har rett til å revidere operatørens kostnadsbelastninger til felleskontoen for prosjektet. Man kan revidere kostnadene opptil 24 måneder etter årsskifte det året kostnadene oppstod, med 2 måneders forvarsel før revisjonen finner sted. I USA og resten av verden (ikke Norge), bruker man i stor grad påslag på de direkte kostnadene for å dekke inn de indirekte kostnadene. Her har man ofte påslag for utforsknings-, utviklings- og produksjonskostnader, hvor man som oftest har større påslag for de to førstnevnte kostnadene i forhold til sistnevnte. Det er vanskelig å

gi noen eksakt anslag av hvor store disse påslagene på indirekte kostnader vil være i året, da dette varierer veldig fra lisens til lisens. Det største beløpet i et operatørskap Hydro var med å betale var ca 250 millioner kroner i året. Dette er imidlertid usedvanlig mye, og vanligvis vil påslagene for indirekte kostnader for en lisens ligge på ca 20-30 millioner kroner i året.

5.2 Norge

Avtaleverket for norsk sokkel er delt inn i en samarbeidsavtale (eng: joint operating agreement) og en regnskapsavtale (eng: accounting agreement). Det utarbeides også spesifikke avtaler for lisenser på norsk sokkel, og man bruker samarbeids- og regnskapsavtalen som rammeverk. Samarbeidsavtalen dreier seg om mer organisatoriske og juridiske forhold mellom operatøren og partnerne, mens regnskapsavtalen tar for seg økonomi og kostnadsfordeling. Tidligere har man hele tiden fornyet og tilpasset avtaleverket i tilknytning til nye konsesjoner som er blitt gitt. I dag ønsker departementet spesielt klarere retningslinjer for kostnadsfordelingen mellom operatører og ikke-operatører innenfor lisensene¹⁹. Nye retningslinjer skal også stimulere til ytterligere konkurransedyktighet og kostnadseffektivitet. Det er store utfordringer knyttet til avgrensningen av operatørens kjerneområde. En klar definisjon av dette begrepet vil bety mye, både for belastning av kostnader og for å oppnå kostnadseffektivitet i lisensene. Selskapene har derfor opprettet et prosjekt etter anmodning fra Olje- og energidepartementet som skal revidere regnskapsavtalen. Prosjektet ledes av en styringskomité som har opprettet arbeidsgrupper hvis formål er å komme med forslag til forbedringer av avtaleverket.

5.2.1 Samarbeidsavtalen

For enhver lisens blir det opprettet en såkalt styringskomité (eng: Management Committee, forkortet til MC), hvor operatøren og de ulike partnerne er representert. Styringskomiteen bestemmer strategiske valg, og kan i realiteten avsette operatøren, men dette har aldri hendt. Den gir generelle og konkrete direktiver om hvordan operatøren skal utføre sine oppgaver,

¹⁹ Oljeindustriens Landsforening, <http://www.olf.no/naringspolitikk/aktuelt/?23023>

og skal informeres om enhver sak som angår interessentskapets virksomhet. Det heter i avtaleverket at styringskomiteen ikke kan treffe noe vedtak som er egnet til å gi visse parter eller andre en urimelig fordel på andre parter eller interessentskapets bekostning. Operatøren er på en måte lisensens daglige leder, mens styringskomiteen tilsvarende et styre i en bedrift. Operatøren må sende styringskomiteen program for letevirksomhet, og budsjett for drift og investeringer. I avtaleverket heter det at operatørens kostnadsestimater bør ligge på en +/- 30 % sikkerhetsmargin. Operatøren må melde fra om uforutsette utgifter og budsjettavvik. Man er ikke ansvarlig for avbrudd eller produksjonstap, kun overskridelser som skyldes grov uaktsomhet. Operatøren kan overskride en budsjettpost med 10 % og totalbudsjett med 5 % eller 75 millioner NOK. Operatøren skal innrette sin virksomhet slik at styringskomiteen og partene kan føre tilsyn med den.

Dersom styringskomiteen ikke ønsker å drive et felt videre eller foreta ytterligere utbygginger, kan enhver part selv utarbeide en utbyggingsplan. Dette blir da kalt prosjekt på egen risiko, og det kan være en annen eierstruktur på prosjektet avhengig av hvilke partnere som er med videre. Dersom den opprinnelige operatøren ikke deltar i utbyggingen, skal de deltakende parter velge en ny operatør. Denne må godkjennes av departementet. Hvis et prosjekt på egen risiko fører til at det oppdages interessante strukturer som kan lede til petroleumsfunn, er det også muligheter for ikke deltakende parter å tre inn i prosjektet. De må da betale 1000 % av sin forholdsmessige del av prosjektets kostnader.

5.2.2 Regnskapsavtalen

Regnskapsavtalen dekker i hovedsak de økonomiske aspektene mellom partene i interessentskapet. Operatøren er i dag forpliktet til å gi månedlige oppdaterte opplysninger om kostnader og inntekter som er ført på felleskontoen. Felleskonto vil si de konti som operatøren oppretter for føring av belastninger og godskrivinger vedrørende petroleumlisensen. De ulike partnerne har også rettigheter til å revidere regnskap, dokumenter og lignende som har tilknytning til oljelisensen innen 24 måneder etter utløpet av hvert regnskapsår. Operatøren skal sørge for at revisjonen går effektivt for seg og gi revisorene tilgang til nødvendig materiale og systemer. Operatøren må gi innsyn også i de indirekte kostnadene, med unntak av FoU og hovedledelse. Det skilles mellom direkte og indirekte kostnader i regnskapsavtalen. Det heter at operatøren ved hjelp av

organisasjonskart, funksjonsbeskrivelser og lignende må sannsynliggjøre at størrelsen på indirekte kostnader står i forhold til operasjonene.

Generelt om belastninger på felleskonto, står det følgende i regnskapsavtalen: ”*Alle kostnader som er nødvendige for å utføre fellesoperasjonen på en forsvarlig måte, skal belastes felleskontoen. Belastningene skal være rimelige sett i forhold til fellesoperasjonens omfang og natur og skal være tilstrekkelig dokumentert.*” Det er derfor rom for tolkninger av hvilke indirekte kostnader som er relevante og ikke. Indirekte kostnader er i følge regnskapsavtalen følgende elementer:

- Støtte- og stabsfunksjoner som økonomi og finans, personal og organisasjon, juridisk og felles servicefunksjoner
- Indirekte funksjoner i operative avdelinger
- Indirekte kostnader fra tilknyttede selskaper
- Kostnader som er indirekte etter sin art, som f.eks. finanskostnader, avskrivninger, kontorleie og kommunikasjonskostnader
- Aktiviteter som f.eks. forskning og utvikling kan også representere indirekte kostnader (se eget avsnitt)
- Hovedledelse (se eget avsnitt)

Det heter i regnskapsavtalen at belastningene skal foretas etter rimelige fordelingsmetoder. Det sies ikke at spesielle fordelingsnøkler skal benyttes. Fordelingsmetoder som nevnes er direkte tid, direkte materialforbruk, glideskalasystemer eller etter andre kapasitets eller forbruksbaserte løsninger. Glideskalasystemer innebærer at man skal fordele en stor del av tidlige beløp, gradvis mindre av større beløp og man har ofte et øvre tak. Glideskalasystemer gjelder bare FoU og hovedledelse. Belastningene i forhold til metodene skal beregnes på grunnlag av tids- og kostnadsstudier og gjennomgås årlig for at operatøren blir riktig kompensert for kostnadene. Hvis operatøren benytter budsjetterte timepriser gjennom året må det gjøres en etterkalkyle året etter. Dette vil samsvare med ”no gain no loss”.

FoU og hovedledelse

I det norske systemet har man en særegen ordning for inndekning av kostnader operatøren har til oppstrømsrettede prosjekter, som skal videreutvikle teknologi eller forbedre lønnsomheten på oljefeltene. Man får påslag dekket inn på letekostnader, driftskostnader og

utbyggingskostnader, og dette må brukes av operatøren til forskning og utvikling. Det som er spesielt for disse påslagene, er at man bruker et glideskalasystem. Det vil si at man får dekket inn mest av de første kostnadene man har, og gradvis mindre ettersom kostnadene øker. For satsene nedenunder har man også et øvre tak, og kostnader som overstiger dette taket vil man ikke få noen inndeckning på. Den nye regnskapsavtalen, som enda ikke er vedtatt, har på dette området følgende påslag for FoU (Hovedledelse har andre satser):

Letekostnader: 0-250 mill: 2,5 %

Driftskostnader: 0-1mrd: 2,5 %

1-2 ½ mrd: 1 %

Utbyggingskostnader: 0-1 mrd: 2 ½ %

1-2 mrd: 1 %

2-3 ½: mrd 0,5 %

Andre partnere kan kontrollere om operatøren faktisk bruker påslagene man får dekket inn til FoU. Operatøren må spesifisere FoU prosjektet, og hvor mye penger som skal gå til det, men partnerne har ikke innsynsrett eller eierskap til forskningsresultatet. Denne inndeckningen utgjør en betydelig del av de norske oljeselskapenes samlede utgifter til forskning og utvikling. Årlig får f.eks. Hydro ca. 400 - 500 millioner i form av støtte til FoU avhengig av aktiviteten, noe som historisk sett har dekket inn all FoU til oppstrømsrettet virksomhet. Men til gjengjeld må også Hydro betale bidrag til andre oljeselskaper. Denne ordningen ble som tidligere nevnt opprinnelig laget for å bygge opp kompetanse for selskaper på norsk sokkel. I dag er derimot datterselskaper av multinasjonale konsern sterkt i mot dette. De mener ordningen ikke lenger kan forsvares, da norsk sokkel er moden og at behovet for å bygge opp kompetanse ikke er like stor i dag.

Hovedledelse utgjør ca 5-10 % av totale indirekte kostnader for selskaper som Hydro og Statoil, som er betydelig mindre enn FoU. Dette er kostnader knyttet til toppledelsen i oljeselskapene. For hovedledelse har også partnerne begrenset innsynsrett, og man bruker også her et glideskalasystem for å dekke kostnadene. Hvis faktiske kostnader knyttet til hovedledelse skulle være mindre enn hva prosentanslagene skulle tilsi, skal kostnadsbelastningen reduseres.

5.3 USA (COPAS)

COPAS står for Council of Petroleum Accountants Societies. Regelverket brukes som et rammeverk for lisensavtaler som inngås i USA. Hydro er berørt av dette regelverket gjennom sin virksomhet i Mexicogulfen. Regelverket har opprinnelig blitt til for oljeprosjekter på land, og siden blitt utvidet til offshore oljeaktiviteter både på grunt og dypt vann. Den viktigste forskjellen til det norske regelverket er at man ikke bygger på prinsippet ”no gain no loss”. Derfor er det mer risiko forbundet med å være operatør, siden man kan ha gevinst eller tap på operatørskapet. Man deler som i det norske regelverket inn i direkte og indirekte kostnader. For indirekte kostnader (overhead) er kun kostnadsbasen, det vil si direkte kostnader, gjenstand for revisjon. I avtaleverket er det i stor grad opp til partene som underskriver en avtale om enkelte kostnadselementer, som eksempelvis lønninger til teknisk personell og konsulenter, skal dekkes inn under direkte kostnader eller indirekte kostnader. COPAS opererer både med faste og prosentvise rater, og det er i stor grad partene som inngår en spesifikk avtale som bestemmer hva man ønsker. COPAS definerer indirekte kostnader som administrative funksjoner operatøren har som indirekte støtter utvikling og produksjon på oljelisensen. Kostnader knyttet til slike elementer skal dekkes inn av indirekte kostnader, såfremt de ikke inngår i de direkte kostnadene.

I COPAS regelverket, får operatøren dekning for sine landbaserte kostnader via et påslag som regnes i prosent av direkte kostnader. For boring går dette skillet mellom land og sjø. Operatørens boreleder om bord på riggen er å betrakte som en direkte prosjektkostnad, men alle operatørens personer som har kontor i operatørens bygninger på land skal dekkes via påslaget for indirekte kostnader. Rammeverket deler opp indirekte kostnader i kostnader knyttet til boring- og produksjonsoperasjoner, hovedkonstruksjon og katastrofe. Alle kostnader forbundet med boring og komplettering, fra det tidspunktet det gjøres funn er CAPEX²⁰. En utforskningsbrønn vil være OPEX, da det ennå ikke er gjort funn, mens en produksjonsbrønn er CAPEX. Alle driftskostnader forbundet med produksjonsoperasjoner er imidlertid OPEX. Påslagene man bruker for å dekke inn indirekte kostnader, er noe likt som man bruker i den norske regnskapsavtalen for å dekke inn kostnader knyttet til FoU og

²⁰ I teorien vil en gjerne si at kapitalkostnader er en form for driftskostnader. I praksis skiller en imidlertid gjerne mellom disse, og i oljebransjen er det vanlig å dele inn i OPEX (driftskostnader) og CAPEX (kapitalkostnader).

hovedledelse. Forskjellen er at man her bruker påslagene på å dekke inn alle indirekte kostnader, dvs. både generelle indirekte kostnader, FoU og kostnader knyttet til hovedledelse. Det er her også usikkert om inndekningen vil samsvare med de faktiske kostnadene. Det kan ofte være tilfelle at selskaper får dekket inn langt større beløp til indirekte kostnader enn det kostnadene tilsier, da prosentpåslag av milliardenbeløp kan bli veldig store.

Hvor lenge kan man så belaste indirekte kostnader knyttet til brønner som blir boret? Alle indirekte kostnader er vanligvis en prosentsats av direkte kostnader, så en kan belaste indirekte kostnader så lenge det påløper direkte kostnader på brønnen. Indirekte kostnader i forbindelse med produksjon belastes også felleskontoen, selv om produksjonen blir utsatt eller hvis brønnen må stenges for en periode inntil to uker. Når det gjelder hovedkonstruksjon kan interessentskapet avsette midler i forkant til prosjekter som utføres av operatøren eller en tredjepart, eller man kan basere seg på rater. Ved en katastrofe som eksempelvis en orkan eller oljeutslipp, vil det påløpe ekstra kostnader i forbindelse med administrasjon og overvåkning. For slike tilfeller har man også avsetninger som operatøren kan disponere. Både ved hovedkonstruksjon og katastrofetilfeller er det vanlig å bruke glideskalasystemer, hvor operatøren får dekket visse prosenttrater avhengig av kostnaden.

5.3.1 Eksempel på avtale COPAS

Denne avtalen bruker COPAS regelverket som rammeverk. Man deler opp indirekte kostnader i følgende elementer: indirekte kostnader knyttet til prosjektteam, indirekte kostnader knyttet til utvikling og operasjoner og indirekte kostnader knyttet til hovedkonstruksjon og katastrofekostnader. Indirekte kostnader knyttet til prosjektteam vil typisk være lønninger, datautstyr, kontorlokaler og kontorutstyr. For slike indirekte kostnader skal operatøren kreve 5 % av totale prosjektkostnader. I COPAS regelverket kan partene som kjent selv velge om man vil bruke faste eller prosentvise rater i forbindelse med indirekte kostnader til utviklings og operasjonskostnader. Avtalen velger man å bruke prosentvise rater på 2 ½ % på overhead knyttet til utviklingskostnader og 13 % på overhead knyttet til operasjonskostnader. Under utviklingskostnader har man borekostnader, brønnskostnader og investeringer i anleggsmidler som ikke hører til hovedkonstruksjon. Alle utviklingskostnader er CAPEX, da de er en del av utbyggingsinvesteringen. Hovedkonstruksjon også er hovedsakelig CAPEX, det vil si kostnader ved anskaffelse og

installering av anleggsmidler. I avtalen har man et påslag på 2 % eller 2 ½ % (avhengig av om noen kostnader belastes direkte) av totale prosjektkostnader for å dekke inn indirekte kostnader knyttet til hovedkonstruksjon, samt katastrofer.

5.4 Resten av verden (AIPN)

AIPN står for Association of International Petroleum Negotiators. Det står i innledningen til avtalen at kostnadene som fordeles ut til partnerne skal være slik at ingen part skal tjene eller tape på det. Dette rammeverket ligger på en måte mellom det norske systemet og COPAS rammeverket. Allikevel er det ikke like strengt prinsipp om "no gain no loss" som det norske regelverket, da man også her i likhet med COPAS også bruker standardrater og prosentsatser for å dekke inn kostnader. Indirekte kostnader defineres som kostnader som ikke kan knyttes til noe bestemt prosjekt, men nødvendig for operatørskapet. Det etterkalkuleres også innenfor AIPN, og er det ikke uvanlig at det etterkalkuleres to steder. For det første har man typisk en lokal kostnadspool - f.eks. i Angola. Her er det vanlig at man legger kostnader som er av felles karakter og som deles mellom flere lisenser i kostnadspoolen. Eksempelvis er dette kostnader innen ledelse, Human Resources (HR) og IT. For det andre har man et hjemmekontor i et annet land som også fakturerer tjenester direkte til en lisens. Også her legger man til grunn en timepris og med et "no gain no loss" prinsipp, hvor man etterkalkulerer på slutten av året. I avtaleverket er det vanlig at den sistnevnte kostnadspoolen revideres av ekstern revisor (med andre ord har ikke partnerne innsyn). Til slutt har man et såkalt Parent company overhead (PCO) påslag som ikke er basert på "no gain no loss", og som enten kan medføre et tap eller en vinning. PCO er ikke gjenstand for revisjon, annet enn at ratene man bruker skal være i overensstemmelse med kostnadsgrunnlaget. Kostnadsbasen er derfor i likhet som i COPAS rammeverket, gjenstand for revisjon. AIPN avtaleverket er relativt åpent med flere alternativer når det gjelder inndekning av indirekte kostnader. Partene kan enten bruke en månedlig minimums rate eller en prosentvis rate/ glideskalasystem for PCO.

5.4.1 Eksempel på avtale AIPN (1)

Avtalen tar utgangspunkt i AIPN rammeverket. Man definerer indirekte kostnader som generell assistanse og støttefunksjoner som ikke er direkte definerbare eller kan henføres på

spesifikke prosjekter. Man bruker prosentsatser av totale kostnader, eksklusive indirekte kostnader og eventuelle subsidier. For å dekke inn indirekte kostnader skal operatøren få dekket inn et påslag på 4 % av kostnader knyttet til utforskning og 2 % påslag på kostnader knyttet til utvikling (alltid CAPEX). Utforskningskostnader før funn er påvist er OPEX og videre utforskning og avgrensning er CAPEX. Indirekte kostnader skal dekkes inn månedlig. Operatøren vil uansett få dekket inn et minimumsbeløp på 100.000 dollar, uansett om de virkelige indirekte kostnadene er lavere enn dette.

5.4.2 Eksempel på avtale AIPN (2)

Denne avtalen tar også utgangspunkt i AIPN rammeverket. Man bruker også her prosentvise rater, og man deler inn i indirekte kostnader knyttet til hovedkontor og utforskning. Indirekte kostnader til utforskning skal dekke tjenester og generell assistanse utført av operatøren, som ikke er dekket ellers i avtalen. Prosentsatsen til utforskningskostnader er 2 % månedlig, eller minimum US \$ 120000 per år.

Når det gjelder hovedkontorkostnader skal disse kreves inn av operatøren eller operatørens morselskap. Kompensasjon av indirekte kostnader knyttet til hovedkontor, skal være prosentvis i forhold til direkte kostnader. Denne kompensasjonen skal ikke godkjennes fordi den er avtalefestet. I tillegg fakturerer også operatørens hovedbase i hjemlandet, for tjenester utført til dette spesifikke oljefeltet. Hvis det er et internasjonalt selskap, skal allokeringemetodene for indirekte kostnader være slik morselskapet bruker ellers globalt, være godkjent av operatørens eksterne revisor og være i samsvar med GAAP. Ved slutten av hvert år skal operatørens eksterne revisor, revidere utfaktureringsene mot oljefeltet for å se til at det ikke ligger fortjenesteelementer i utfaktureringsene. Dersom det gjør det så skal oljefeltet få kreditnota, mens dersom operatøren hadde større kostnader i forbindelse med jobbene enn det utfakturerte beløpet, så skal oljefeltet ha etterfakturerings. Interessentskapet vil maksimum dekke et påslag på 2 % av hovedkontorkostnadene til operatøren eller US \$ 750.000.

5.5 Oppsummering av rammeverkene

RAMMEVERK	NORGE	USA (COPAS)	RESTEN AV VERDEN (AIPN)
Fordelingssystem	I all hovedsak bygget på ”no gain no loss” prinsippet, hvor man etterkalkulerer.	Hovedsakelig bygget på prosentpåslag av direkte kostnader (OPEX og CAPEX).	Man bruker en blanding av ”no gain no loss” prinsippet med etterkalkulering og prosentpåslag av direkte kostnader (OPEX og CAPEX).
Revisjon/ innsyn	Alle indirekte kostnader utenom FoU og hovedledelse er reviderbare. Det vil si at partnerne har egne folk som kontrollerer operatøren. Det norske systemet er veldig åpent.	Det er ikke revisjon av indirekte kostnader, men kun av kostnadsbasen, det vil si de direkte kostnadene.	Partnerne har innsyn i lokale kostnadspooler som etterkalkuleres, mens kun revisorer har innsyn i timepooler ved hovedkontor. For indirekte kostnader som dekkes via påslag av direkte kostnader, er kun selve kostnadsbasen åpen for innsyn.
Bruk av glideskala-systemer	Man bruker glideskalasystemer på FoU og hovedledelse.	Man bruker som oftest glideskalasystemer for OPEX og CAPEX kostnadene.	Man bruker også her som oftest glideskalasystemer for OPEX og CAPEX kostnadene.

6. Beskrivelse av indirekte kostnader i Hydro O&E

6.1 Hydros prinsipper for kostnadsallokering

Hydro har krav til at en fordelingsmodell bør være²¹:

- Enkel i bruk
- Være stabil
- Prise kostnader som gjenspeiler den enkelte forretningsenhets bruk av ressursen
- Gi kontroll og påvirkningsmulighet herunder etterkalkulering
- Synliggjøre indirekte kostnader som incitament til kostnadseffektivisering

Det viktigste for Hydro i henhold til kostnadsallokering er å følge rammeverket i regnskapsavtalen. På grunn av dette vil gjerne en rettferdig fordeling bli viktigere enn incentiver til effektivisering. Hydro ønsker også at alle kostnader som kan henføres direkte til et kostnadsobjekt, det vil si et prosjekt, skal fordeles direkte. I praksis vil det kunne være avvik i forhold til denne hovedregelen.

6.2 Generelt om kostnader i Hydro O&E

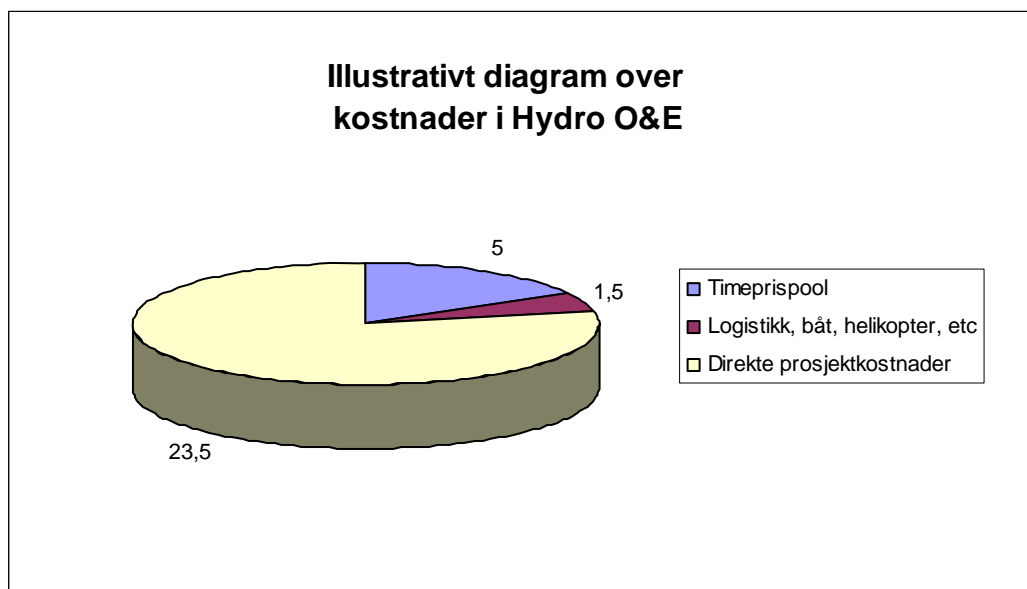
I Hydro deler man inn kostnadene i belastbare kostnader og 100 % Hydro kostnader. Belastbare kostnader er kostnader knyttet til Hydros interne prosjekter og operatørskap som delvis kan fordeles ut til partnerne. 100 % Hydro kostnader er summen av shareholder kostnader (kostnader knyttet til ens egen eierandel i operatørskap) og kostnader i form av interne Hydro prosjekter. Interne prosjekter er kun belastbare internt i organisasjonen, og klassifiseres derfor også som 100 % Hydro kostnader. Interne kostnader kan eksempelvis være knyttet til nedstrømsaktivitet. Hydro O&Es totale aktivitet beløper seg til ca 30 milliarder kroner. Av disse er ca 5 milliarder indirekte (timeprispool), og det er disse jeg tar

²¹ Internnotat, utredning av timeprissystemer, Hydro

for meg i utredningen. Hydro deler de belastbare kostnadene i 2 hovedpooler (noe forenklet). De indirekte kostnadene inngår i en timeprispool, hvor man bruker antall prosjekttimer som fordelingsnøkkel. Den andre poolen er kostnader i forbindelse med logistikk/båt/helikopter. I tillegg har man direkte prosjektkostnader som belastes direkte den enheten som bruker pengene.

For logistikkpoolen bruker man også andre fordelingsnøkler enn timer, slik som tonn, distanse og volum. I denne poolen er kostnadene ofte av en mer direkte art, men de blir indirekte fordelt. Dette er fordi det vil ligge stordriftsfordeler i at flere oljefelt bruker de samme transportmidlene, i forhold til at hvert felt skulle disponere sine egne. Det vil også være mer fleksibelt å legge f.eks. transportkostnadene i poolen, da eksempelvis en helikoptertur kan omfatte flere oljefelt. Denne poolen er i likhet med timeprispoolen reviderbar. De 23,5 milliardene i prosjektkostnader er alle direkte kostnader, og i denne inngår hovedsakelig kostnader i forbindelse med eksterne oppdrag aktører gjør for Hydro.

Diagrammet viser grovt sett de ulike kostnadene i Hydro O&E:



Figur 5: Kostnader i Hydro O&E

6.3 Timeprispoolen

Alle indirekte kostnader dekkes inn via timer i Hydro, og dette er også i stor grad også brukt av andre oljeselskaper. I timeprispoolen inkluderer man alle de indirekte kostnader og deler på antall direkte timer som kan belastes ut på prosjekter. Ut fra dette får man en såkalt timepris. Alle timekostnader knyttet til staber på land er indirekte. Omtrent 60 % av timeprispoolen fordeles ut til partnerne, 20 % fordeles på det man eier selv i lisensene, mens 20 % fordeles på interne Hydro prosjekter. De enheter hvor man kan dra nytte av stordriftsfordeler, eksempelvis internkommunikasjon og økonomifunksjoner, er ofte plassert i staber på land. Av indirekte kostnader i Hydro er ca 70 % knyttet til lønn, 15 % til IT, 10 % til kontorkostnader og 5 % til øvrige kostnader

Lønnen til en prosjektarbeider på Oseberg vil inkluderes i telleren og antall timer i nevner, da direkte prosjekter er en spesifikk direkte kostnad. Timelønnen til en person i økonomistaben vil også inkluderes i telleren, men timene til denne personen vil imidlertid ikke inkluderes i nevneren. Man kan derfor få spesifikasjonsfeil, i og med at man fordeler økonomiavdelingens kostnader etter direkte prosjektkostnader. Ved å benytte en timeprispool hvor man belaster ut indirekte kostnader, har ansatte mer fleksibilitet internt i Hydro til å jobbe med ulike prosjekter. Hvis man var låst direkte til et felt, ville det være mindre effektivt. Når ansatte i staber blir behandlet som indirekte kostnader blir det også mindre administrasjonskostnader.

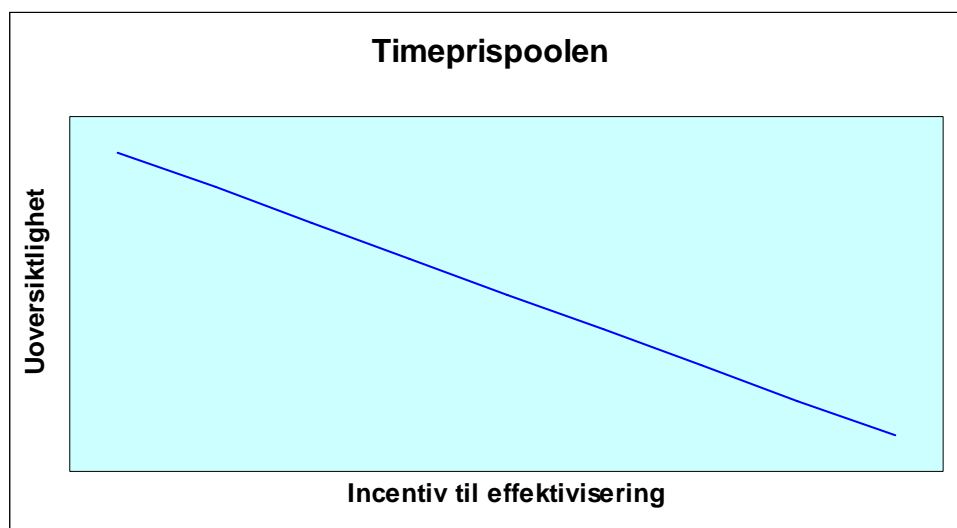
En felles basis timepris for alle ansatte ville bli for grovmaskert. Man deler derfor inn i ulike timepriser avhengig av en ansatts lønnsnivå. Dette er for å unngå aggregeringsfeil, som jeg har beskrevet tidligere i utredningen. Hydro har seks ulike timepriskategorier, og hver timepris får så påslag av indirekte kostnader som kontorlokaler, IT utstyr, osv.

Eksempel på timepris:

Alle indirekte kostnader	
Timer som er direkte henførbare på prosjekter	= Timepris
5 milliarder kroner	
5 millioner timer	= 1000 kroner

Av de indirekte kostnadene kan man tenke seg at 3 milliarder er lønnskostnader, mens 2 milliarder er knyttet til kontor, IT og andre felleskostnader. Av eksemplet er derfor 600 (3 milliarder/ 5 millioner timer) en gjennomsnittlig lønn per time, mens 400 er påslaget for øvrige indirekte kostnader. Den gjennomsnittlige timelønnen på 600 vil man kunne dele inn i 6 ulike kategorier. Man kan eksempelvis tenke seg at en sekretær har 300 i timelønn og en leder vil ha 900, med totale timepriser på 700 (300 + 400) og 1300.

Det vil også være et dilemma hvor mye av kostnadene man skal inkludere i timeprispoolen. Det kan være mer hensiktsmessig med en mer direkte belastning av noen kostnader, da det vil kunne føre til en riktigere bruk av ressursene. Har man for mange kostnader inkludert i timeprissystemet kan det fort bli uoversiktlig, og gi et svakere incentiv til kostnads-effektivisering hos de ulike olje- og gasslisensene. Man kan for å sette det på spissen sammenlikne indirekte kostnader i timeprispoolen med kostnader til varmt vann i et borettslag. Hvis den enkeltes brukers kostnader ikke blir synliggjort vil man ikke ha incentiver til å effektivisere bruken av tjenester eller varmt vann. En fordel ved å løfte kostnadselementer ut av timeprispoolen, kan være at man får en nøyaktigere modell og en redusert timepris.



Figur 6: Timeprispoolen

Hydro har innført en ordning hvor den enkelte lisens kan få reduksjoner i tildelte indirekte kostnader når det gjelder bruken av overtid. Kostnadene til overtid inngår i en pool, men

hvis et felt bruker lite overtid vil man kunne få tildelt mindre kostnader. Dette er for å øke synliggjøringen av de indirekte kostnadene, og gi de ulike olje- og gasslisensene gass lisensene mer incentiv å effektivisere bruken av overtid.

6.4 Konsernkostnader

Det er også konflikter rundt fordeling av konserntjenester til partnere. Det er som oftest større strid om fordeling av konserntjenester enn indirekte kostnader i olje- og energidivisjonen. Hydro har også en utfordring i forhold til eksempelvis Statoil, da man også har en aluminiumsdivisjon som kostnadene skal fordeles ut på. Hydro er det eneste selskapet på norsk sokkel som har startet fra å være et generelt industriselskap til å bli et oljeselskap. De øvrige aktørene har startet som rene oljeselskap, som har utviklet seg til også å omfatte annen virksomhet. Hydro O&E får tilført kostnader på ca 300 millioner i form av konserntjenester hvert år. Av disse kan man laste ut 200 millioner til lisensene. 100 millioner blir liggende sentralt i olje- og energidivisjonen på sentralt plan, da man ikke får lastet dem ut på noen måte. Dette er ikke ønskelig, da det blir lite fokus på å kutte ned på dem når de ikke kan fordeles ut. Hydro O&E ønsker å se på muligheter for å kunne belaste disse ut på internasjonale avtaler.

Ansatte skriver opp hvilke prosjekter man har jobbet med for å kunne fordele ut konsernkostnadene riktig. Ellers bruker man også intervjuer av de ansatte som en grovfordelingsnøkkel. Ved å belaste konserntjenester på de andre partnerne i lisensen må hovedkontoret til operatøren være åpen for revisjon utført av de andre partnerne. Utenlandske selskaper som er operatører på norsk sokkel velger derfor å ikke belaste konserntjenester ut på partnerne, da de ikke ønsker å åpne hovedkontoret for revisjon. Dette skyldes nok at utenlandske selskaper i større grad er eksponert mot andre områder enn norsk sokkel.

Det har også vært et problem for olje- og energidivisjonen til Hydro å få konsernenheten til å se viktigheten av fordeling av konsernkostnader. En årsak til dette er nok at olje- og energidivisjonen til Hydro har kontorbygg på en annen plass enn konsern- og aluminiumsenheten. Det er derfor trolig at fordeling av konsernkostnader vil komme mer i fokus når man får felles kontorbygg fra 2007.

6.5 Hydros system i forhold til Statoil

Det er vanskelig å sammenlikne indirekte kostnader mellom Hydro og f.eks. Statoil, siden man opererer med ulike fordelingssystemer. Man kan sammenlikne enkle ting som direkte henførbare kostnader, men indirekte kostnader er ofte vanskelig å sammenlikne fordi det er ulik praksis i måten man skiller kostnadene mellom direkte og indirekte. Et konsulentselskap kjører en årlig benchmark av feltkostnader, dvs. bunnlinjekostnader hvor det er korrigert for ulike faktorer, mellom operatører og felt på norsk og britisk sokkel. Feltkostnader vil derfor både inneholde elementer av direkte og indirekte kostnader. Man korrigerer for faktorer som reservoarkompleksitet, brønner, etc. Dette er et omfattende arbeid, og ved offentliggjøring av undersøkelsen hvert år får hvert oljeselskap kun vite sin egen rankingposisjon som selskap og for felt som selskapet opererer. Rangeringen til de øvrige selskapene er anonymisert, men kan i stor grad ut fra undersøkelsen tippe hvor de andre ligger. Hydro og Statoil har derfor ikke noe benchmark på kun indirekte kostnader, men har det på feltkostnader.

Hydro har en relativ sterk sentralisering av indirekte kostnader sammenlignet med Statoil. Statoil skiller ut mer av de indirekte kostnadene direkte på lisenser, isteden for å inkludere dem i timeprispoolen. De ulike enhetene i Statoil har også i større grad autonomi til å gjøre ulike innkjøp, mens det meste blir bestemt på sentralt hold i Hydro. Statoil har flere timeprisområder enn Hydro, som kan være et incitament til kostnadseffektivisering. Statoils system vil kunne være mer effektivt, om brukerne kan påvirke sin bruk av indirekte kostnader, og at dette gir utslag i den aktuelle timeprisen brukeren belastes med. Å sammenlikne de ulike timeprisene i Hydro og Statoil vil imidlertid være å sammenlikne epler med pærer, siden systemene i de to selskapene er såpass forskjellige. Jeg vil diskutere detaljeringsgrad i kostnadspoolen nærmere i kapittel 9.

Tabell over spesifikasjon, aggregering og målefeil

	<i>HYDRO</i>	<i>STATOIL</i>
Aggregeringsfeil	Man har seks ulike lønnsnivå i timeprispoolen for å unngå aggregeringsfeil.	Ved å ha flere pooler vil man trolig redusere aggregeringsfeil. Det er vanskelig å si om det blir mer nøyaktig enn Hydros inndeling.
Målefeil	Målefeilen vil trolig være mindre på aggregert nivå. Det kan også tenke seg at målefeil for ulike kostnadselementer utlikner hverandre.	Omfanget av målefeil er antakelig høyere, da det er vanskelig å måle mindre kostnadsbaser nøyaktig. Dette er fordi det er vanskelig å nøyaktig dele opp en aggregert pool i mindre pooler.
Spesifikasjonsfeil	Man vil kunne oppleve økt spesifikasjonsfeil, siden kun timer direkte henførbare på prosjekter inkluderes i nevneren i timeprispoolen. Man fordeler dermed indirekte kostnader etter feil type timer.	Ved mer nøyaktige og mindre pooler vil man trolig oppleve færre spesifikasjonsfeil, da fordelingsnøkkelen stemmer bedre i forhold til kostnadspoolen.

7. Sammenlikning av rammeverkene

7.1 Riktige beslutninger for kostnadsfordeling

Som nevnt i teorien om kostnadsallokering tidligere i utredningen er det viktig med kausalitet i fordelingen, altså at fordelingen av kostnader gjøres med riktig fordelingsnøkkel. Måten man allokerer kostnader på er relativt forskjellig for de ulike rammeverkene. Man kan anvende pris-kvantum matrisen for å illustrere forskjeller:

		KVANTITETSNIVÅ	
		Objektivt	Subjektivt
P R I S E R	Objektivt	Markedsbaserte internpriser	X
	Subjektivt	Det norske systemet	Det amerikanske systemet

Figur 7: Rammeverk i matrise

Som tidligere nevnt vil markedsbaserte internpriser være det optimale, ved at man priser tjenestene og utstyr som stabene leverer. I og med at man priser tjenester er ikke dette en fordeling i seg selv, men et alternativ til fordeling. Her er både kvantum og pris objektive størrelser. Som nevnt i teorien kan en benchmark være et fullgodt alternativ til

markedsbaserte internpriser, men det er i dag veldig vanskelig å sammenlikne indirekte kostnader i stabs- og støttetjenetjenester i mellom oljeselskapene.

Den norske regnskapsavtalen vil være mest lik tradisjonell kostnadsfordeling, hvor man har en subjektiv pris og objektiv mengde. I det norske systemet bruker man timer som fordelingsnøkkel. Dette vil antakeligvis være den beste felles fordelingsnøkkelen til kostnadene som oljeselskapene har. Allikevel vil man vanskelig kunne få perfekt kausalitet gjennom kostnadsfordeling. Dette er blant annet fordi det sjeldent vil være full homogenitet i kostnadsbasen, da det inngår ulike elementer i denne. Timeprisen må imidlertid ikke forveksles med internpriser. Timeprissystemet er mer et interndebeteringssystem, siden brukerne ikke mottar noen faktura for tjenestene man forbruker.

Det amerikanske systemet (COPAS) vil ha mindre kausalitet mellom kostnadsbasen og fordelingsnøkkelen. Her bruker man såkalt sjablonfordeling, dvs. inndekning av indirekte kostnader via prosentpåslag av de direkte kostnadene. Dette systemet vil være veldig vilkårlig sammenlignet med det norske systemet, da det kan være store avvik mellom en prosentrate og faktiske kostnader. Når det gjelder fastsettelse av et prosentpåslag for en spesifikk avtale har man gjerne en standard presentsats som gjelder for ett område. Det er vanligvis ikke gjennomarbeidet noen særlige analyser for å komme fram til påslaget, men det er som oftest forhandlinger om satsene i forkant. Her vil ofte operatøren ha incentiv til å gå ut med en høy sats, og det er derfor viktig at partnerne er årvåkne i forhold til dette.

Systemet for resten av verden (AIPN) vil ligge i mellom det norske og det amerikanske systemet. Her bruker man en sammenblanding mellom timepriser og prosentpåslag for indirekte kostnader. Prosentpåslagene utarbeides i likhet med det amerikanske systemet, og denne inndekningen vil være relativt vilkårlig. COPAS har et større påslag enn PCO-påslaget til AIPN ganske enkelt fordi, innenfor COPAS skal påslaget også dekke tjenester innenfor ledelse, HR og IT. PCO påslaget i AIPN er omtrent det samme som hovedledelse i den norske regnskapsavtalen, og påslagene kalkuleres på grunnlag av OPEX og CAPEX.

Fra et teoretisk perspektiv for riktige fordelingsbeslutninger vil objektive evalueringskriterier for et kostnadsallokeringssystem være det beste. Antall timer brukt vil derfor være en mer troverdig og riktig fordelingsnøkkel enn et prosentvis påslag på direkte kostnader. Allikevel kan man ikke si hvilket system som er best, uten å trekke inn incentiver for å stimulere til kostnadseffektivitet.

7.1.1 Konflikter rundt kostnadsallokering

Hovedproblemet ved å operasjonalisere det norske regelverket går på å definere operatørens kjerneområde, det vil si å skille mellom belastbare og ikke-belastbare kostnader. Dette er veldig utfordrende i og med at det er en gråsoner mellom disse, og dette fører ofte til ulik praksis mellom operatørene fordi man kan tolke regnskapsavtalen på ulike måter. Det vil alltid være vanskelig å konkretisere hvor sterk tilknytning en kostnad må ha til operatørskapet for at man kan belaste den ut til partnerne. Et eksempel på dette kan være hvorvidt en reise til Sør-Afrika for en ansatt i Hydro er relevant for norsk sokkel? Man kan f.eks. argumentere for at man deltok på en konferanse eller kurs som var relevant, mens mye annet var mindre relevant. Her er det vanskelig å foreta et skille.

Det kan også være uenigheter mellom partnerne og operatøren om fordelingsnøkkelen, etter at man er enige om kostnadsgrunnlaget. Uenigheten her består derfor ikke i om en kostnad er belastbar eller ikke, men hvordan kostnaden skal fordeles mellom operatøren og partnerne. Et eksempel på dette kan være ulik praksis på fordeling av indirekte kostnader mellom sjø og land. Et selskap fordelte eksempelvis i et tilfelle en stor del av sine indirekte kostnader kun til land, uten at offshore fikk noen andel. Hvordan en foretar en slik fordeling, vil ha betydning for operatørens og de ulike partners kostnadsandel. Her var det uklart hvorvidt man kunne knytte felleskostnader og lignende til oljearbeidere offshore eller om disse kun tilhører landvirksomheten. Det er vanskelig å vite om det var lønnsomhet som ble lagt til grunn for denne fordelingen men det kan forekomme slike vridninger innenfor regnskapsavtalen.

Gjennom den såkalte overhead revisjonen kan de ulike partnerne foreta anmerkninger dersom man mener operatøren har belastet partnerne med egne kostnader eller anvendt en fordelingsnøkkel som man er uenig i. Ved å se på timelister vil man kunne rope varsku om en person som vanligvis skriver timer ett sted, skriver mange timer mot en annen plass. Det ville f.eks. være galt om en strategienhet hos operatøren fører timer mot operatørskapet, da det regnes som en ren operatørkostnad.

I COPAS regelverket vil man ikke ha tilsvarende problemer med å dele inn i belastbare og ikke-belastbare kostnader. Siden man får dekket et forhåndsbestemt påslag av direkte kostnader, vil det ikke ha noen betydning hvilke kostnader som er belastbare eller ikke. Det vil være mer diskusjon om det direkte kostnadsgrunnlaget som de indirekte kostnadene skal

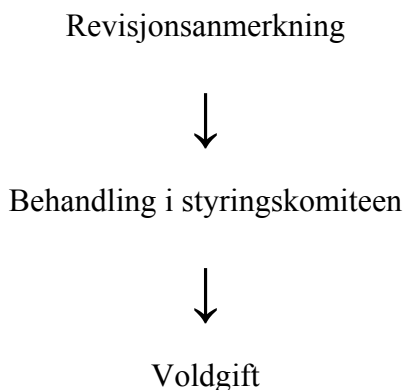
beregnes ut fra. Rammeverket utbetaler kostnader til en gruppe personer som jobber direkte med et joint venture, og prosentpåslaget skal dekke fellesfunksjoner utenfor denne gruppen. Det kan være vanskelig å definere hvilke personer som skal inngå i grunnlaget for de direkte kostnadene.

I AIPN regelverket vil skillet mellom belastbare versus ikke-belastbare kostnader kunne være aktuell problemstilling, da noen av de indirekte kostnadene belastes gjennom timepriser. Det kan i likhet med COPAS også være diskusjon rundt grunnlaget for de direkte kostnadene.

7.1.2 Feilfordeling

På den norske sokkelen er det en relativ liten andel av de indirekte kostnadene som blir belastet feil. I tidsrommet 2001-2004 var det eksempelvis ca 100 revisjonsanmerkninger mot Hydro som operatør på norsk sokkel, som utgjorde ca 100 millioner kroner. Av den totale kostnadsbasen på 20 milliarder, vil dette utgjøre en prosentandel på rundt 0,5 %. Selv om prosentandelen er liten, er det likevel snakk om mye penger.

Hvis en partner er uenig i operatørens belastning av en indirekte kostnad kan man foreta en skriftlig revisjonsanmerkning. Hvis operatøren og partneren(e) ikke skulle bli enige, kan saken gå videre til styringskomiteen, som administrerer operatørskapet. Det vil trolig verken være i operatørens eller partnerens interesse å føre saken til styringskomiteen. Dette er fordi saken trolig da vil få en helt annen fokus, og gjerne med negativ omtale. Om man heller ikke klarer å løse konflikten i styringskomiteen vil saken gå til voldgift.



Instanser en interessekonflikt kan gå igjennom

Hydros egne revisorer finner en større andel feilfordeling av kostnader i avtaler under utenlandske rammeverk enn i Norge. På en enkelt lisens har man funnet en feilallokering på hele 32 millioner kroner. Det finnes avtaler innenfor de internasjonale rammeverkene hvor operatøren har betydelig økonomisk gevinst, siden man får dekket inn mer enn faktiske indirekte kostnader. På en andre siden kan det og hende at operatøren går i minus. Rimelighet og rettferdighet gjelder også i oljebransjen, så det kan forekomme at partnerne skyter inn mer midler om operatøren sliter økonomisk. Det er imidlertid sjeldent at operatøren innrømmer at man har fått dekket inn for mye kostnader. Revisjonsanmerkning og behandling i styringskomiteen blir også brukt internasjonalt når det er konflikter rundt kostnadsallokering.

I COPAS og AIPN bruker man gjerne glideskalasystemer, for sikre seg mot at påslag av indirekte kostnader kommer opp i ekstreme beløp. Det finnes imidlertid avtaler som ikke har et øvre tak på kostnadsbasen. Totalkostnaden for et oljeprosjekt er ofte på flere milliarder kroner, og da blir selv små prosentpåslag mye penger. Indirekte kostnader øker oftest ikke proporsjonalt med projektkostnadene, så derfor kan det være fordelaktig å ha et tak. Oljeprosjekter er også veldig kapitalintensive og projektkostnadene kan fort bli veldig mye høyere enn man på forhånd har tenkt seg. Det vil være viktigere å ha kontroll over kapitalkostnader i forhold til driftskostnader. Dette er fordi driftskostnader er relativt stabile, mens kapitalkostnader kan bli veldig høye og varierer i mye større grad fra år til år. Derfor er det også viktigere å ha et øvre tak for kapitalkostnadene.

7.1.3 FoU og hovedledelse

I den norske regnskapsavtalen har man som tidligere nevnt en særegen ordning for inndekning av FoU og hovedledelse. Denne ordningen avviker fra ”no gain no loss prinsippet”, siden støtten til forskning og utvikling ikke nødvendigvis samsvarer med de faktiske utgiftene til FoU. Man vil i dette tilfellet ha en motsatt kausalitet, siden man får dekket inn mer til FoU jo mer kostnader man har. Ordningen man har for FoU er svært lik ordningen man har under COPAS og delvis AIPN ved inndekning av indirekte kostnader. Man bruker også her såkalte glideskalasystemer, hvor man også har et øvre tak. Forskjellen er at man i prinsippet ikke kan ta inn mer til FoU enn det man virkelig bruker, og man må kunne vise til en saldo for hvilke prosjekter man har brukt FoU støtten til. Slik er det ikke ved inndekning av indirekte kostnader i de utenlandske rammeverkene, hvor man kan tjene

eller tape på inndekningen. Det er som tidligere nevnt ikke innsyn verken for FoU i den norske regnskapsavtalen eller prosentpåslag for indirekte kostnader i COPAS og AIPN.

7.2 Effektiv drift i operatørskapene

Vi har tidligere i utredningen sett at Olje- og energidepartementet har gitt en anmodning til oljeselskapene om å sette seg sammen å diskutere mulige endringer i det norske regelverket for å gjøre det mer kostnadseffektivt. Prinsippet om ”no gain no loss” er i dag overordnet for hele regnskapsavtalen, utenom FoU og hovedledelse. I AIPN rammeverket anvender man også til dels ”no gain no loss” prinsippet på indirekte kostnader, mens det i COPAS regelverket kun brukes for direkte kostnader.

COPAS regelverket kan virke mer åpent og fleksibelt i forhold til det norske regelverket. Dette skyldes at COPAS er et regelverk med røtter i landbasert oljevirksomhet i USA, mens det siden har blitt tilpasset til også å gjelde sjøbasert oljevirksomhet både på grunt og dypt vann. Derfor er det flere åpne felt i dette rammeverket som må spesifiseres i enkeltavtaler i forhold til det norske. Dette gjelder for så vidt også AIPN rammeverket, og dette kan skyldes at dette rammeverket er mer generelt og gjelder for mange land. Det norske regelverket er strengere og mer detaljert på inndekning av indirekte kostnader. I forhold til USA er også myndighetene sterkere inne i bildet, mens dette kan variere mellom land innenfor AIPN rammeverket.

7.2.1 “No gain no loss” prinsippet

Er ”no gain no loss” prinsippet et hinder for å holde de indirekte kostnadene nede? Prinsippet er laget for å sikre en rettferdig fordeling av kostnader, og for å minimere risikoen både for operatøren og partnerne. I det amerikanske systemet, hvor en ikke har et slikt prinsipp, vil operatøren kunne tjene eller tape på prosentpåslagene man får dekket inn for indirekte kostnader. En operatør i det amerikanske regelverket vil derfor ha maksimale incentiv til å holde kostnadene nede, siden operatøren får resten i egen lomme hvis de virkelige kostnadene blir lavere enn inndekningen via prosentpåslaget. I Norge vil en operatør ikke ha de samme incentivene til å kutte indirekte kostnader, siden man får dekket alle de indirekte kostnadene allikevel. Man vil kun spare sin egen partnerandel av den økte

kostnaden. Derfor har operatøren mindre incentiv til kostnadseffektivitet i Norge, siden man har mindre å tjene på det. Rammeverket for resten av verden ligger også her mellom det amerikanske og norske rammeverket, siden noen indirekte kostnader baserer seg på ”no gain no loss”, mens andre ikke gjør det.

Som følge av ”no gain no loss” systemet i Norge, bruker man i stor grad etterkalkulering. Det vil si at operatøren får dekket inn avviket som måtte være mellom budsjetterte og virkelige timepriser. Det er i hovedsak prisdimensjonen av kostnaden som vil bli dekket inn i en etterkalkulering, da kvantumet i stor grad er kjent på det tidspunktet da kostnadene allokeres. En slik etterkalkulering gir ikke spesielle incentiver for operatøren til å holde seg til budsjettet. Det ville være fordelaktig å fjerne etterkalkuleringen slik at operatøren kun får dekket inn budsjetterte timepriser, og da vil ha et sterkere incentiv til å holde budsjettet. Operatøren vil da bære mer risiko, da man både kan tjene eller tape på et slikt system. Skulle man ta bort etterkalkuleringen, vil det bryte med ”no gain no loss” prinsippet.

7.2.2 Eierandel i lisensen påvirker incentiver

Oljeselskaper i Norge kan ha incentiver til å klassifisere sine kostnader som belastbare for operatørskapet, og dermed kunne allokere en stor del av de indirekte kostnadene ut til partnerne. Man kan si at det for operatører som Hydro og Statoil er en større oppside ved å fordele kostnader ut på de andre partnerne, enn det å selv måtte ta flere kostnader fra en annen operatør. La oss si at Hydro eier 20 % på to oljefelt, og man er operatør for det ene. Man kan da fordele ut 80 % av ekstra belastbare kostnadene til de andre på operatørskapet, mens man kun må ta i mot 20 % av ekstrakostnadene en annen operatør belaster ut. På den annen side vil man kun tjene 20 % av en belastbar kostnad man klarer å spare inn²². Andre

²² Den høye skatten på petroleumsrettet virksomhet i Norge forsterker det allerede svake incentiv oljeselskapene har til å være kostnadseffektive. Som operatør vil Hydro få dekket inn 78 % av en ekstra kostnad via skatteseddelen. Ved en innspart kostnad, vil Hydro derfor måtte skatte av denne innsparingen med 78 %. La oss si at Hydro er kostnadseffektive og klarer og kutte kostnader med 100 millioner på et felt man har 20 % eierandel. Av besparelsen på 100 millioner vil Hydro selv sitte igjen med en gevinst på 4,4 millioner, eller 4,4 % av totalt innspart beløp ($100 \cdot 0,22 \cdot 0,2$). En slik lav prosentsats vil ikke gi tilstrekkelige incentiver til kostnadseffektivitet.

aktører, som typisk har mange partnerandeler og få operatørskap vil tape på en økt fordeling av indirekte kostnader. Petoro, som forvalter statens direkte økonomiske eierskap på norsk sokkel, har kun partnerandeler. Da vil man kun ta i mot mer kostnader, uten å ha noen operatørskap, hvor man kan fordele mer kostnader til andre. I følge prinsipal agent teori vil man ikke oppleve opportunistisk atferd om prinsipalen og agenten har sammenfallende interesser. Det vil derfor kunne redusere opportunistisk atferd at en operatør også har en relativt stor partnerrolle i lisensen. I Norge er det ofte slik at en operatør også har en stor partnerrolle, men det er ikke alltid tilfelle. På Troll, hvor Hydro er operatør har man kun en eierandel på 9,7 %. Norske felt som Troll og Oseberg er veldig store i internasjonal sammenheng. I det siste har imidlertid Hydro og andre operatører fått en noe større eierandel, i og med at staten har solgt seg noe ut.

I COPAS og AIPN rammeverkene har en operatør som oftest en større eierandel enn en operatør i Norge, men det varierer fra lisens til lisens. Til gjengjeld er utenlandske felter gjerne mindre enn de norske. For en operatør som opererer under COPAS regelverket vil ens eierandel i lisensen ha mindre å si for hvor mye av de indirekte kostnadene en får dekket inn av partnerne. Det er ikke noe stort poeng å skille mellom belastbare og ikke-belastbare kostnader, da prosentpåslaget blir bestemt av totale indirekte kostnader på forhånd. Under AIPN rammeverket er også skillet mellom belastbare og ikke-belastbare kostnader viktig. Har operatøren en høyere eierandel vil det kunne svekke incentivene for å øke andelen belastbare i forhold til ikke-belastbare kostnader.

7.2.3 Transparens

Et forhold som taler for det norske regelverket er transparens. Partnerne i Norge har fullt innsyn i de indirekte kostnadene, med unntak av FoU og hovedledelse. I AIPN har partnerne ikke innsyn i indirekte kostnader som faktureres fra hovedkontoret via timepriser, det er kun de eksterne revisorene som sjekker disse. Partnerne har imidlertid innsyn i de indirekte kostnadene knyttet til det basene i det landet man opererer. PCO påslaget i AIPN er ikke gjenstand for revisjon i likhet med alle indirekte kostnader i COPAS regelverket. Det norske systemet er derfor mer åpent og transparent i forhold til de to andre systemene. Det er også naturlig at det norske systemet har større grad av innsyn, da man også i størst grad bygger på ”no gain no loss” prinsippet, og partnerne har større behov for å overvåke operatøren. Det at operatøren plikter å gi innsikt i de indirekte kostnadene og at partnere kan komme med

anmerkninger til kostnadsallokeringen vil sannsynligvis øke operatørens muligheter for å bli oppdaget om man opptrer opportunistisk. Økt transparens vil medføre kontrollkostnader, men dette vil være en relativt marginal kostnad i den store sammenheng. Kostnadene i forbindelse med revisjonen av de indirekte kostnadene er dessuten belastbare mot lisensene. Man nøyer seg gjerne med stikkprøver, og muligheten for revisjoner vil trolig ha kostnadsdempende effekt i seg selv, siden operatøren vet man hele tiden kan bli kontrollert.

8. Kostnadsallokering som styringsinstrument internt i Hydro

I likhet med kostnadsallokeringen ut til partnere bruker man også timeprispoolen internt i Hydro til å fordele ut kostnader. Hydro har mindre frihetsgrader når det gjelder å bruke kostnadsallokering som styringsinstrument internt, siden man må forholde seg til partnere og myndigheter. Et positivt aspekt ved dette er at man får en solid struktur på kostnadsallokeringen. Det negative ved å i stor grad være låst til et system, er at det internt kan være andre formål for fordelingen. I allokeringen av operatørkostnader ut til partnerne, har man i hovedsak incentiver til å fordele ut så mye som mulig. Det kan være man har andre formål med allokeringen internt, for eksempel økt motivasjon.

8.1 Key performance indicators (KPI)

Det er også diskusjon innad i Hydro om fordeling av indirekte kostnader. De enkelte oljefelter ønsker å holde kostnadene mest mulig nede, og liker gjerne ikke å bli belastet med mye stabskostnader fra økonomistabsavdelingen sentralt i Hydro. Enhver olje- og gasslisens ønsker å fremstå som kostnadseffektiv, og det kan ofte være diskusjoner internt hvorvidt kostnader skal belastes et felt eller holdes sentralt. Ansatte på en lisens forstår ikke alltid verdien av det stabene på land gjør, og blir ofte misfornøyd om kostnader blir belastet på feltet. Alle felt i Hydro er organisert som en egen avdeling og har egne KPI'er (Key performance indicators) å forholde seg til, som danner grunnlaget for en eventuell bonusutbetaling. På lisensene bruker man hovedsakelig KPI'er i forhold til produksjons- og kostnadsmål, samt HMS (Helse miljø og sikkerhet). Resultatmål som f.eks. ROACE²³ er mer relevant for investorer og brukes derfor til konsernet som helhet. Enhver KPI vil enten være rød eller grønn, avhengig av om man ligger innenfor rammen eller ikke. Er indikatoren rød tilfredsstiller den ikke målet, og olje- og gasslisensen vil ligge dårligere an til å oppnå en bonus. En bonus blir utbetalt på grunnlag av en rekke ulike KPI'er som skal måle ulike aspekter ved virksomheten. Blir man belastet med store indirekte kostnader, vil dette øke

²³ Forkortelse for "Return on average capital employed"

sjansen for å få en rød KPI, som igjen kan redusere utbetalt bonus. Hvor sårbar hver KPI er for indirekte kostnader som blir fordelt, avhenger derfor av hvordan man ligger an i utgangspunktet. Ligger man i grenseland mellom grønn og rød KPI vil det være veldig ugunstig, mens et vil være av mindre betydning om man ligger veldig godt eller veldig dårlig an. Det er imidlertid alltid tatt høyde for indirekte belastninger i rammesettingen, men dette vil kun være estimer.

8.2 Internpriser

Hydro benytter i liten grad internprising av stabs- og støttetjenester. Det ville ikke være noen problemer for Hydro å kjøpe tjenester fra et eksternt firma ved å outsource tjenesten. Flere andre oljeselskaper gjør det, og det kan f.eks. være vanlig å outsource mer funksjonelle funksjoner som regnskap til eksterne konsulentselskap. Hydro ønsker ikke å outsource regnskapsfunksjonen da man ser på denne som en såpass viktig del av virksomheten. Det vil heller ikke være i strid med ”no gain no loss” prinsippet om et eksternt firma har profitt på tjenesten, forutsatt at Hydro kjøper tjenesten til markedspris. Kravet er at det må være et visst antall tilbydere som konkurrerer om oppdraget og at det firmaet Hydro til slutt velger er det beste pris- og kvalitetsmessig. Det kan være at Hydro kunne tjene på å outsource deler av de indirekte tjenestene til markedet. Dette vil være aktuelt for støttetjenester som ikke har strategisk viktig betydning for Hydro. Man kunne i første omgang prøve å standardisere stabs- og støttetjenestene, slik at tjenestene de leverer internt kunne sammenliknes med tjenester i markedet. Det vil kunne presse de interne stabene i Hydro til å levere konkurransedyktig. Internpriser vil som nevnt i teorien trolig medføre en bedre kausalitet enn kostnadsfordeling. Det vil også øke effektiviteten i og med at en internpris vil kunne sammenlignes med et eksternt marked. Siden en markedsbasert internpris også er mer objektiv både på pris og trolig mengdesiden i forhold til allokering, vil bruk av internpris kunne føre til færre interne stridigheter.

Timeprisen er som tidligere nevnt ikke en internpris, men mer en interndebeteringspris. Den kan imidlertid være en faktor i en totalsammenheng når man sammenlikner tjenester internt i Hydro mot eksterne leverandører. Totalkostnad og kvalitet er imidlertid viktigere sammenligningsfaktorer enn timeprisen, da det vil bli veldig unøyaktig å kun sammenlikne timeprisen mot en ekstern pris.

Det finnes ett område hvor Hydro blir berørt av internpriser. Man har skilt ut alle datatjenester i et eget selskap, kalt Hydro IS Partner. Hydro IS partner har også mulighet til å levere tjenester til eksterne aktører, og må ifølge OECD reglementet ha en 5 % fortjenestemargin av kostnadsgrunnlaget. Tjenestene Hydro kjøper av Hydro IS Partner inngår også i Hydros timepool, men det vil være i strid med ”no gain no loss” prinsippet å ha en innbakt profitt på 5 % i timeprispoolen. Hydro kan derfor ikke belaste partnerne med profittelementet, kun eget regnskap. Hydro kan ikke belaste partnerne for profittelementer når Hydro kjøper tjenester fra selskaper, hvor en selv eier 51 % eller mer. Når Hydro kjøper tjenester eksternt i et marked kan man imidlertid laste ut hele beløpet inkludert profittelementet til partnerne.

8.3 Effektivitet i intern fordeling

I dag bruker stabsenhetene etterkalkulering for å dekke inn sine virkelige kostnader. I utgangspunktet bruker man budsjetterte rater, men disse ses i etterkant opp mot de virkelige ratene, slik at differensen utjevnes. Her har stabsenhetene mindre incentiv til å holde seg til budsjettet, og olje- og gasslisensene vil dermed betale for stabsenhetenes ineffektivitet. Hydro bruker virkelige rater, da budsjetterte rater vil stride mot ”no gain no loss” prinsippet.

Ved å bruke en standard enhetskostnad (f.eks. en budsjettert timepris), vil stabsenhetene risikere å ikke få dekket inn alle kostnadene eller å få dekket inn for mye av kostnadene. I en slik situasjon vil stabsenhetene ha incentiv til å holde budsjetterte rater, og ikke gå i underskudd. Det er også enklere for olje- og gasslisensene å forholde seg til budsjetterte rater. Det vil også være i Hydros interesse at lisensene kan planlegge å organisere sin egen ressursbruk av støttetjenester best mulig. Olje- og gasslisensene vil best kunne forholde seg til budsjetterte priser. Det vil være lite motiverende å bli belastet med ekstra kostnader på slutten av året som en selv ikke kan påvirke, men som skyldes stabsenhetenes ineffektivitet. Et annet problem med bruk av virkelig enhetskostnad vil kunne være ”dødens spiral”, beskrevet i teoridelen. Hvis man i en periode har lav kapasitetsutnyttelse av faste kostnader, vil disse kunne bli veldig høye per enhet når de fordeles ut. Dette kan føre til at færre olje- og gasslisenser etterspør tjenester basert på disse faste kostnadene, og den virkelige enhetskostnaden vil gå ytterligere opp.

Uansett vil det trolig være bedre å fordele ut indirekte kostnader internt til de ulike olje- og gasslisensene enn kun å føre dem direkte mot et overordnet resultat. Ved å fordele de indirekte kostnadene ut, vil de ulike olje- og gasslisensene ha fokus på dem og gjerne presse stabsenhetene til å være kostnadseffektive. Stabsenhetene vil dermed oppleve et internt press som kan virke effektiviserende. Som nevnt under avsnittet i prinsipal agent problemet, vil allokering av indirekte kostnader være gunstig i forhold til å disiplinere de ulike olje- og gasslisensene, i form av en lump sum skatt. Det er hensiktsmessig at brukerne av tjenester også betaler for dem, og man vil minske incentivene til overforbruk hos olje- og gasslisensene. Kostnadsallokering vil derfor kunne føre til en gjensidig disiplinering internt i Hydro.

9. Konklusjoner og mulige forbedringer

Det finnes både styrker og svakheter ved det norske og de utenlandske rammeverkene. Den norske regnskapsavtalen gir en mer kausal fordeling av de indirekte kostnadene i forhold til COPAS og AIPN. De utenlandske rammeverkene gir derimot sterkere incentiver til kostnadseffektivitet. ”No gain no loss” prinsippet legger en klar demper på kostnadseffektiviteten på norsk sokkel. Når operatøren uansett får dekket inn sine kostnader, gir det lite incentiver til å kutte kostnader. Hovedutfordringen må derfor være å øke kostnadseffektiviteten i det norske rammeverket.

9.1 Alternativ fordeling av indirekte kostnader

På norsk sokkel får operatøren dekket inn sine virkelige kostnader, ved å etterkalkulere de budsjetterte kostnadene. Et alternativ ville være å fjerne etterkalkuleringen, slik at operatøren bare fikk dekket inn en budsjettert pris per time. En annen løsning for inndeckning kan være standardrater, hvor man har et grunnlag for hvordan raten skal settes. Dette kan gjerne være veldig enkelt, som inndeckning av et fast beløp hvor både pris og mengdesiden er fast, eller et prosentvis påslag på kapital- og driftskostnader som brukes i de internasjonale rammeverkene i dag. Slike alternative løsninger vil imidlertid bryte med det eksisterende ”no gain no loss prinsippet”.

Innfører man en fast budsjettert pris per time, vil man trolig kunne beholde en kausal sammenheng mellom fordelt og virkelig kostnad. Her vil prisdimensjonen for en fordelt kostnad bli låst, og man vil da ikke ha mulighet for å etterkalkulere den budsjetterte raten. Dette vil bety at man må holde en god kontroll på mengdesiden, slik at ikke mengde skal kompensere for avvik mellom budsjettert og virkelig pris. Det vil da være viktig å komme fram til en rate som passer alle selskaper, og som ikke favoriserer systemet til et spesifikt selskap. Det vil også være viktig at regnskapsavtalen vil inneholde hvilke elementer som skal inngå i en eventuell rate, slik at man unngår diskusjoner og kringling om dette mellom selskapene i ettertid. En økt standardisering av stabs- og støttefunksjoner i oljeselskapene, slik at de ble mer sammenliknbare, ville derfor kunne øke kostnadseffektiviteten i bransjen.

En innføring av en fast budsjettert pris per time vil trolig også få positive konsekvenser for den interne styringen i Hydro. Når de ulike olje- og gasslisensene har en fast budsjettert pris å forholde seg til vil det motivere til å minimere kostnadene, da man selv vil ha kontroll over de totale indirekte kostnadene en blir belastet for.

9.2 Økt detaljeringsgrad

Hydro har i dag en relativt enkel og stor kostnadsbase for indirekte kostnader, som hovedsakelig ligger i timeprispoolen. Hovedproblemet med dette er at man får en svak synliggjøring av kostnadselementene i poolen for kostnadseierne (olje- og gasslisensene). Det vil heller ikke ligge noe klart ansvar hos noen av olje- og gasslisensene i forhold til kostnadspoolen, siden den omfatter hele virksomheten til Hydro Olje og Energi.

Man kan tenke seg at man kan dele inn timeprispoolen inn i flere timepriskategorier, eksempelvis delt inn etter ulike avdelinger eller sektorer. Dette vil kunne gi en bedre ressursfordeling, i og med at kostnader som oppstår i en avdeling også vil belastes denne avdelingen. Timeprispoolen vil dermed bli mer desentralisert og man får sterkere innflytelse over de indirekte kostnadene som berører sin egen avdeling. Man kan derfor anta at flere timepriser vil virke positivt på den økonomiske styringen, siden en avdeling i sterkere grad vil kunne påvirke sin egen timepris.

Man kan allikevel ikke konkludere med at en inndeling i flere timepriskategorier vil være fornuftig. Ved å dele inn i flere timepriskategorier vil detaljeringsgraden øke, og administrasjonskostnaden ved å fordele indirekte kostnader vil sannsynligvis gå opp. Flere timepriser og desentralisert ansvar kan også føre til at man mister det helhetlige fokuset på de indirekte kostnadene. Fordeling av indirekte kostnader gjennom timeprispoolen gir dessuten Hydro stordriftsfordeler. Det ville ikke vært lønnsomt å f.eks. ha egne juridiske støtteenheter for hver olje- og gasslisens, for å kunne belaste denne kostnaden direkte på lisensen. Da er det bedre at juridiske kostnader går inn i en felles timeprispool, og de ansatte i staben kan dermed jobbe mot ulike lisenser. Timeprispoolen gir Hydro derfor i større grad fleksibilitet. Hydro har også en sentral innkjøpsenhet av IT utstyr som vil kunne dra nytte av stordriftsfordeler, presse prisene ned samt samkjøre og koordinere den tekniske bruken. Et annet positivt element med en stor kostnadspool er at ved å aggregere alle IT kostnader, kan det bli større fokus på dem i og med at beløpet i seg selv blir stort. Hvis hver olje- og

gasslisens selv belastes direkte for deres IT bruk vil det kunne være mer neglisjerbart i og med at beløpet blir så lite.

Hydro prøver også, som tidligere nevnt, å gjøre de ulike olje- og gasslisensene mer oppmerksomme på kostnader i forbindelse med overtidsbruk innenfor dagens timeprissystem. Dette fremmer incentiver til å redusere overtidsbruken, og kan tenkes også å brukes på andre kostnadskategorier.

Vil ABC kunne være aktuelt til fordeling av indirekte kostnader i Hydro O&E? En tenkt aktivitet i Hydro vil være anskaffelse av personale. I et slikt tilfelle må man estimere hvor mye ulike ansatte i bedriften har jobbet for ulike avdelinger, og fordele ut de indirekte kostnadene deretter. Dette vil være en mindre nøyaktig metode enn dagens timeprissystem, og trolig ikke føre til noen særlige forbedringer i kostnadsfordelingen. Det vil antakelig være vanskelig knytte Hydros timeprispool til fornuftige alternative aktiviteter. ABC vil trolig passe bedre til eksempelvis produksjonsbedrifter, hvor en har klarere skille mellom ulike aktiviteter. En ABC modell vil være mer tilfeldig enn dagens timeprissystem, vil den ikke kunne fremme bedre kostnadskontroll og effektivitet. I tillegg kan det som nevnt i teorien være vanskelig å definere støttetjenester i kostnadshierarkiet.

Det er et dilemma at det for et system som er teoretisk riktig og bruker mange fordelingsnøkler, ofte blir veldig vanskelig å få en totaloversikt over. Det er krevende å utarbeide et system som skal følge en kostnad fra en kilde til kostnadsbæreren.

9.3 Avveining mellom ulike systemer

I innledingen til utredningen beskrev jeg ulike evalueringskriterier for å evaluere allokeringen av indirekte kostnader i de ulike rammeverkene. Man har subjektive og objektive kriterier, som kan være henholdsvis prosentpåslag på direkte kostnader og en fordelingsnøkkel som antall timer. Det norske regelverket bruker timer som et objektivt kriterium, mens det amerikanske bruker prosentpåslag på direkte kostnader som et subjektivt kriterium. AIPN rammeveket ligger i mellom disse to. Objektive kriterier i det norske regelverket er mer knyttet mot kausalitet og nøyaktighet, mens subjektive kriterier, spesielt i det amerikanske regelverket, er knyttet mot kostnadseffektivitet og enkelhet.

Det er en avveining mellom et nøyaktig og et enkelt system, på samme måte som det kan synes å være en avveining mellom kausalitet og kostnadseffektivitet. Ved å dekke inn indirekte kostnader ved prosentpåslag på direkte kostnader, vil dette føre til et svakere årsak virkning forhold mellom virkelig og fordelt kostnad. Bruk av prosentpåslag er i tillegg en enklere måte å dekke inn indirekte kostnader enn gjennom "no gain no loss" prinsippet i den norske regnskapsavtalen. Kan man dermed si at enkelhet og kostnadseffektivitet på den ene siden står i mot nøyaktighet og kausalitet?

Nøyaktige systemer vil sannsynligvis være mer kausale, som er et krav til en god kostnadsfordeling. Timeprispoolen man i stor grad bruker i det norske regelverket, kan i utgangspunktet virke noe enkel og unøyaktig når man sammenligner med mer teoretiske metoder som ABC. Skulle man brukt flere fordelingsnøkler og flere pooler ville det blitt enda mer nøyaktig og også trolig mer kausalt. Bruker man flere pooler vil man i større grad synliggjøre kostnadene de enkelte olje- og gasslisensene har, som kan føre til en mer effektiv bruk av ressursene og kostnadseffektivitet. Det ville derfor ikke være riktig å si at et mer nøyaktig system vil ha negativ innvirkning på kostnadseffektivitet. Slik vil det i hvert fall trolig være om man bruker kostnadsallokering som et styringsverktøy internt i et selskap. Bruker operatøren ressursene effektivt internt, vil det også avspeile seg i kostnadene man utfakturerer til partnerne. Kausaliteten i det norske rammeverket er på den annen side ikke noe forutsetning for kostnadseffektivitet. Operatører på lisenser under de utenlandske rammeverkene kan selv velge å innføre et kausalt internt kostnadsallokeringssystem, selv om det ikke er noe kausalitet i inndekningen av indirekte kostnader fra partnerne.

Det er heller rettferdighetsprinsippet i det norske rammeverket som bremser incentivene for operatøren til å opptre kostnadseffektivt. Et rettferdig system vil gjerne være mer kausalt, men rettferdighet ikke er noe kriterium for kausalitet.

Når man ser på ulike systemer for kostnadsallokering er det viktig å se på opportunistisk atferd. På norsk sokkel vil operatøren ha incentiv til å gjøre ikke-belastbare kostnader belastbare, i USA kan operatøren ha incentiver til å inkludere mer kostnader i det direkte kostnadsgrunnlaget, mens i resten av verden vil det være en sammenblanding av disse handlingene. En operatør vil derfor kunne ha incentiver til en viss opportunistisk atferd både under rammeverk med subjektive og objektive kriterier for kostnadsallokering. Det vil nok allikevel være vanskeligere å klassifisere indirekte kostnader i forhold til et direkte

kostnadsgrunnlag, da indirekte kostnader av natur er vanskeligere å spesifisere. Derfor har man økt transparens rundt de indirekte kostnadene i Norge. Kontrollkostnadene økt transparens medfører er heller ikke betydelige i den store sammenheng.

En fordel med økt transparens og åpenhet rundt de indirekte kostnadene i Norge er en sikkerhet for operatøren i og med at man får dekket inn alle sine belastbare kostnader, og for partnerne i og med at man ikke betaler mer inn til operatøren enn de faktiske kostnadene. I de utenlandske rammeverkene vil man oppleve høyere risiko jo mer raten for å dekke inn de indirekte kostnadene omfatter. Det kan derfor slå både positiv eller negativt ut i forhold til et sikkert system, både for operatør og partnere.

Det vil være fordelaktig og fortsatt basere det norske systemet på objektive kriterier for å bevare kausaliteten, men å øke kostnadseffektiviteten. Man vil også kunne ivareta kausaliteten på mengdesiden ved å innføre budsjetterte rater istedenfor å etterkalkulere, og som nevnt tidligere er det mengdesiden som er viktigst å planlegge å styre etter. Avvik på prissiden vil bryte med ”no gain no loss” prinsippet og man vil miste noe av sikkerheten, men dette vil trolig veies opp av økte incentiver til kostnadseffektivitet.

Litteraturliste

Bjørnenak, Trond (1994): ABC – hva er D? – en analyse av aktivitetsbasert kalkulasjon.
Fagbokforlaget

Datar, Srikant og Mahendra Gupta (1992): *Aggregations, Specification and Measurement Errors in Product Costing.*

Douma, Sytse og Hein Schreuder (2002): *Economic Approaches to Organizations.* 3. utgave.
Prentice Hall

Horngren, Charles T. et al. (2005): *Management and cost accounting.* 3. utgave. Prentice Hall

Horngren, Charles T. et al. (2006): *Cost Accounting – A managerial Emphasis.* 12. utgave.
Pearson Prentice Hall

Kaplan, Robert S og Anthony A. Atkinson (1998): *Advanced management accounting.* 3. utgave. Prentice Hall

Mellemstrand, Gry Merete og Marianne Østby (2001): *Organisering, internprising og kostnadsfordeling av støttetjenester – en teoretisk beskrivelse med anvendelse på Konserntjenester i Statoil*

Merchant, Kenneth A og Michael D. Shields (1993): *When and Why to Measure Costs Less Accurately to Improve Decision Making.*

Milgrom, Paul og John Roberts (1992): *Economics, Organization and Management.* Prentice Hall

Wright, Charlotte J og Rebecca A. Gallun (2004): *International Petroleum Accounting.*
PennWell Books.

Zimmerman, Jerold L (1979): *The Costs and Benefits of Cost Allocations*

Zimmerman, Jerold L (2003): *Accounting for decision making and control.* 4. utgave.
McGraw-Hill

Dokumenter i tilknytning til oljebransjen:

AIPN, International accounting procedure (2004)

AIPN, spesifikke avtaler innenfor AIPN rammeverket

COPAS, Offshore accounting procedure joint operations (1986)

COPAS, spesifikk avtale innenfor COPAS rammeverket

Fakta norsk petroleumsvirksomhet, utgitt av Olje og Energidepartementet (2005)

Internnotat, utredning av timeprissystemer, Hydro

Regnskapsavtalen for petroleumsvirksomhet, 18 konsesjonsrunde (2004)

Samarbeidsavtalen for petroleumsvirksomhet, 18 konsesjonsrunde (2004)

Årsrapport 2005, Hydro

Internett:

Hydro, <http://www.hydro.com/en/about/organisation/oil_energy/index.html> (20 februar 2006)

Oljeindustriens Landsforening, <<http://www.olf.no/naringspolitikk/aktuelt/?23023>> (20 september 2004)